

# **Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008-2009**

**Consultatiedocument voor het conceptadvies**

**X. van Tilburg (ECN)**

**S.M. Lensink (ECN)**

**J.W. Cleijne (KEMA)**

**E.A. Pfeiffer (KEMA)**

**M. Mozaffarian (ECN)**

## Verantwoording

Dit rapport is geschreven door ECN in samenwerking met KEMA en in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken. Het document rapporteert de reacties naar aanleiding van het conceptadvies voor de basisbedragen ten behoeve het vaststellen van de SDE-subsidie voor duurzame elektriciteit voor 2008 en 2009 (rapport ECN-E--07-069). Dit rapport bevat alleen de consultatiereacties met een toelichting - het eindadvies voor de basisbedragen is separaat gepubliceerd (ECN-E--08-003). Dit rapport is geschreven onder het ECN raamwerkcontract MEP 2007, ECN-projectnummer 7.7837. Contactpersoon bij ECN voor het onderzoek en dit rapport is Xander van Tilburg, telefoon 0224-564863, email [vantilburg@ecn.nl](mailto:vantilburg@ecn.nl).

De auteurs bedanken Marc Londo, Jeroen de Joode, Sebastiaan Hers en André Wakker (allen ECN), Mark Beekes en Frits Verheij (KEMA) voor hun medewerking aan het onderzoek, aanwijzingen en correcties. Ten slotte is dank verschuldigd aan marktpartijen en andere stakeholders die tijdens het vooronderzoek informatie hebben verstrekt.

## Abstract

On assignment of the Dutch Ministry of Economic Affairs, ECN and KEMA have researched the costs of renewable electricity production. This cost assessment for various categories is part of an advice on the subsidy base for the feed in support scheme SDE. This report describes the reactions ECN and KEMA received in a consultation of the concept advice (ECN-E--07-069). The final advice on the subsidy base for renewable electricity is published separately (ECN-E-08-003).

# Inhoud

List of tables	5
Lijst van figuren	5
Samenvatting	6
1. Inleiding	7
2. Uitgangspunten, opdracht en werkwijze	8
2.1 Uitgangspunten	8
2.2 Opdracht	8
2.3 Werkwijze	9
3. Nieuwe aspecten in de SDE	10
3.1 Terminologie	10
3.2 Variabele premie en risico	10
3.3 Budgetplafonds en verdeelwijze	11
3.4 Correctiebedragen	11
3.5 Duurzaamheidscriteria	13
3.6 Subsidieduur	13
3.7 Innovatie	13
3.8 Effect van de veranderingen op de hoogte van de subsidie	14
4. Ontwikkeling brandstofprijzen	15
4.1 Biomassaprijzen	15
4.1.1 Bio-olie	15
4.1.2 Knip- en snoeihout	16
4.1.3 Afvalhout	16
4.1.4 Houtpellets	16
4.1.5 Agroresidu	17
4.1.6 Vergistinggrondstoffen	17
5. Technisch-economische berekeningsaannames	18
5.1 Windenergie	18
5.1.1 Wind onshore	18
5.1.2 Wind offshore	20
5.2 Biomassa: grootschalige inzet in centrales	21
5.2.1 Meestook bio-olie in gascentrales	22
5.2.2 Meestook houtpellets in een kolencentrale	22
5.2.3 Meestook agroresidue in kolencentrales	22
5.2.4 Bijstook biomassa door vergassing	23
5.3 Biomassa: inzet in zelfstandige installaties	23
5.3.1 Bio-olieverbranding <10 MW <sub>e</sub>	24
5.3.2 Bio-olieverbranding 10-50 MW <sub>e</sub>	24
5.3.3 Houtverbranding <10 MW <sub>e</sub>	25
5.3.4 Houtverbranding 10-50 MW <sub>e</sub>	26
5.3.5 Vergisting <10 MW <sub>e</sub>	27
5.4 Afvalverbrandingsinstallaties	29
5.5 Zon-PV	30
5.6 Overige categorieën	31
6. Financieel-economische berekeningsaannames	33
7. Basisbedragen voor duurzame elektriciteit	35
Bijlage A Methodiek kostenbepaling windenergie	36
A.1 Inleiding	36
A.2 Investeringsbedragen	36

A.3	Jaarlijkse kosten	38
A.4	Garantie en onderhoud	38
A.5	O&M-kosten in berekening van basisbedragen	39
A.6	Overige jaarlijkse kosten	40
A.7	De kosten van windenergie	40
A.8	Keuze van de referentiegetallen	41

## List of tables

Tabel A.1	<i>Overzicht van jaarlijkse garantie-, onderhouds- en verzekeringskosten</i>	39
Tabel A.2	<i>Uitganglocaties met bijbehorende windsnelheden</i>	40
Tabel A.3	<i>Overzicht van aanbevolen referentiegetallen voor wind op land in 2009</i>	41

## Lijst van figuren

Figuur A.1	<i>Relatie tussen turbineprijzen en referentieopbrengst</i>	38
Figuur A.2	<i>Berekende kostprijs van de verschillende typen en merken windturbines</i>	41

## Samenvatting

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd advies te geven over de hoogte van de kosten voor de opwekking van duurzame elektriciteit, voor projecten die gericht zijn op realisatie in 2008 en 2009. Een groot aantal marktpartijen is gevraagd om te reageren op een conceptversie van dit advies en op basis van deze reacties is een aantal consultatiegesprekken gevoerd. De reacties en inzichten zijn vervolgens meegewogen bij het opstellen van het eindadvies. Dit document geeft een overzicht van de reacties en opmerkingen die ECN en KEMA schriftelijk hebben ontvangen naar aanleiding van het conceptadvies. De reacties zijn gestileerd opgenomen en voorzien van een toelichting. De opbouw van het rapport is conform het conceptadvies.

## 1. Inleiding

In de tweede helft van 2007 is de SDE stimuleringsregeling voor duurzame elektriciteit en groen gas uitgewerkt. Tijdens deze uitwerking door het Ministerie van Economische Zaken (EZ) heeft ECN onderzoek gedaan naar de kostprijs van verschillende opties, met als doel te kunnen adviseren over de basisbedragen, de kostprijs waarop de subsidiehoogte wordt gebaseerd.

Bij het inschatten van de onrendabele top voor de MEP-subsidie (zie bijv. van Sambeek *et al.*, 2004) stond de stimuleringsregeling vast. In het SDE-onderzoekstraject van 2007 vallen de vormgeving van de regeling en het onderzoek naar de subsidiebasis deels samen. Als gevolg zijn de uitgangspunten zoals die in het eindadvies (ECN-E--08-003) zijn gehanteerd aangepast ten opzichte van de uitgangspunten achter het conceptadvies (ECN-E--07-069).

Dit consultatiedocument heeft slechts betrekking op het conceptadvies en de reacties daarop.

Een tweede aandachtspunt is de mate van uitwerking ten tijde van het conceptadvies: de AMvB met het algemene kader was wel gereed, maar de Ministeriële Regeling met de details nog niet. Een aantal aannames in het conceptadvies waren daarom niet gebaseerd op vastgelegde uitwerkingen in de MR. Het eindadvies voor de basisbedragen (zie Van Tilburg *et al.*, 2008a Hoofdstuk 2) gaat verder in op de proceskant.

### *Wat wel en wat niet?*

Een groot aantal reacties heeft betrekking op het ontwerp van de regeling en niet op de inschatting van de parameters of de manier waarop wij de vertaling maken van de conceptregeling naar de subsidiebasis. Reacties van dit type zijn integraal doorgegeven aan EZ en worden in principe niet in dit document behandeld. Een aantal reacties is wel opgenomen ter verduidelijking van de vertaalslag die ECN heeft gemaakt van de regeling naar de subsidiebasis.

### *Is er éénmaal interactie tussen ECN/KEMA en de markt?*

Reacties en vragen met betrekking tot de financiering kunnen alleen dan zinvol worden beantwoord, wanneer de details van de regeling bekend zijn. Er is daarom in samenspraak met een aantal banken gekozen voor een extra consultatie van de banksector op het moment dat de regeling vrijwel volledig af is, ter toetsing van de aannames die ECN/KEMA maken. Verder heeft een team buitenlandse experts van Fraunhofer ISI en TUWien gedurende het hele traject een kritische review uitgevoerd. Het resultaat van de extra consultatie en de review zijn niet opgenomen in dit document.

### *Uitgangspunt en werkwijze van dit document*

In dit document zijn niet de letterlijke vragen opgenomen zoals deze voorafgaand aan de consultatieronde zijn gesteld. De vragen zijn samengevoegd en gestileerd. Op deze manier zijn de vragen helder en op zichzelf staand en is de anonimiteit van de vraagsteller gewaarborgd. De vragen zijn gerangschikt naar de hoofdstukken in het conceptadvies (Van Tilburg *et al.*, november 2007). Dit document bevat geen aparte sectie met een discussie of conclusie: de antwoorden en beschouwingen op de reacties zijn ter verduidelijking, maar er wordt hier geen separate analyse uitgevoerd.

## 2. Uitgangspunten, opdracht en werkwijze

Dit hoofdstuk bevat reacties van marktpartijen op Hoofdstuk 2 van het conceptadvies voor de SDE (Van Tilburg *et al.*, november 2007). De titel en indeling van dit hoofdstuk zijn overgenomen uit het conceptadvies en dienen om de reacties te ordenen naar onderwerp. Hier worden dus niet de uitgangspunten, opdracht en werkwijze van dit consultatiedocument behandeld, maar slechts de consultatiereacties (puntsgewijs *cursief*) en een korte toelichting daarop.

### 2.1 Uitgangspunten

- *Hoe verhouden de basisbedragen zich tot de in de EU gehanteerde stimuleringsniveaus?*
- *Met de ECN/KEMA kosteninschatting zal Nederland uit de pas gaan lopen met de omliggende landen en zal de doelstelling niet gehaald worden.*

Bij het inschatten van kosten en grondstofprijzen is ook naar het buitenland gekeken. De vertaalslag van technisch-economische parameters naar een subsidiebasis voor hernieuwbare elektriciteit (lees: naar een basisbedrag), is afhankelijk van het gebruikte stimuleringsstelsel. Een directe vergelijking van stimuleringsniveaus tussen EU-lidstaten met verschillende stimuleringsstelsels is daarom inherent moeilijk. Tijdens de externe review door Fraunhofer en de TU Wien is gebleken dat het algemene stimuleringsniveau onder de SDE in Nederland niet significant afwijkt van de stimuleringsniveaus in Duitsland en Oostenrijk. Een na de consultatie uitgebrachte analyse (Lensink *et al.*, 2008) bevestigt dit.

Beleidsmatige keuzes in de andere landen zijn evenwel niet beschouwd in deze studie. Het inschatten of de doelstelling al dan niet gehaald wordt is ook geen onderdeel geweest van de studie.

- *Kan ECN/KEMA investeringszekerheid expliciet opnemen in uw uitgangspunten?*

De uitgangspunten worden in principe door EZ aangegeven en het punt is doorgegeven aan het ministerie. Investeringszekerheid kent meerdere gezichten. Ten eerste is er de zekerheid dat een project in voorbereiding in aanmerking komt voor een stimuleringsregeling. Het risico dat hier mee gemoeid is wordt meegewogen in de keuze voor het projectrisico. Ten tweede is er zekerheid binnen de levensduur van een project: wanneer een beschikking is afgegeven, veranderen de voorwaarden voor de subsidie niet meer. Voor zowel de MEP als de SDE gaat dit op - afgifte van een beschikking fixeert de voorwaarden. Een derde vorm van investeringszekerheid heeft betrekking op de langere termijn waarbij opvolgende projecten in aanmerking komen voor stimulering. Deze laatste zekerheid is met name belangrijk voor innovatie en kostenverlagende investeringen, maar ligt in Nederland buiten het bereik van de regeling zelf.

### 2.2 Opdracht

Er zijn geen vragen of opmerkingen ingebracht die betrekking hebben op deze sectie.



## 2.3 Werkwijze

- *Er is marktpartijen te weinig tijd geboden om commentaar en feitelijke onderbouwing te leveren.*

Aan het aantal en de aard van de reacties te oordelen, was de oorspronkelijke gecommuniceerde reactieperiode aan de korte kant. De consultatieperiode is mede daarom met enkele weken verlengd.

- *De SDE-regeling is nog niet volledig uitgewerkt en wij kunnen de basisbedragen niet los beoordelen van de andere onderdelen.*

Dat is inderdaad een belangrijk punt. Het conceptadvies richtte zich op de inschatting van technisch-economische parameters die in grote mate onafhankelijk zijn van de invulling van de SDE-regeling die pas in januari 2008 bekend gemaakt werd. Voor een beoordeling van het hele plaatje en voor de haalbaarheid van de kapitaalverschaffing heeft in januari 2008 een aanvullende, beperkte consultatieronde plaatsgehad met geldverstrekkers ten aanzien van de financiële parameters.

- *Marktpartijen zijn niet gehoord in het vooronderzoek.*

Marktinformatie die ECN/KEMA op reguliere wijze ontvangen is meegenomen in het vooronderzoek, maar marktpartijen zijn inderdaad niet expliciet betrokken bij het vooronderzoek. In het proces van totstandkoming van de basisbedragen is gekozen om de inbreng van de marktpartijen te beperken tot de marktconsultatieronde. Overweging daarbij vormde de gedachte dat het de transparantie niet ten goede zou komen als marktpartijen commentaar zouden kunnen leveren op cijfers waaraan zelf aangedragen informatie mede ten grondslag had gelegen. ECN en KEMA maken graag gebruik van het aanbod van marktpartijen om suggesties en ideeën aan te dragen die kunnen helpen bij de onderbouwing van het vooronderzoek. In de 2008 SDE-ronde zal hier aandacht aan worden besteed.

### 3. Nieuwe aspecten in de SDE

Dit hoofdstuk bevat reacties van marktpartijen op Hoofdstuk 3 van het conceptadvies voor de SDE (van Tilburg *et al.*, november 2007). De titel en indeling van dit hoofdstuk zijn overgenomen uit het conceptadvies en dienen om de reacties te ordenen naar onderwerp. Hier worden dus niet de nieuwe aspecten in de SDE behandeld, maar slechts de consultatiereacties (puntsgewijs *cursief*) en een korte toelichting daarop.

#### 3.1 Terminologie

Er zijn geen vragen of opmerkingen ingebracht die betrekking hebben op deze sectie.

#### 3.2 Variabele premie en risico

- *ECN/KEMA moet niet alleen voor elektriciteitsprijzen corrigeren, maar ook voor biomassa-prijzen. Deze zijn namelijk uiterst volatiel en moeilijk te voorspellen.*

Het door EZ aangegeven uitgangspunt voor het conceptadvies was dat in het correctiebedrag geen post is opgenomen voor biomassa. Zelfs wanneer de overheid het prijsrisico voor biomassa zou willen beperken (lees: overnemen) is dit in de praktijk niet eenvoudig in het correctiebedrag te verwerken. Slechts in enkele gevallen zijn namelijk stabiele en voldoende goed werkende indices te vinden die zich lenen voor gebruik in het correctiebedrag. Het verzoek is evenwel doorgegeven aan het Ministerie van Economische Zaken.

- *Er moet rekening worden gehouden met indexering van uitgaven.*

Het is inderdaad redelijk om een kostenstijging te veronderstellen in opvolgende jaren. Dit zal worden meegenomen in de berekeningen voor het eindadvies.

- *De uitspraak dat producenten geen lange termijn contracten zullen afsluiten is onterecht.*

Het is inderdaad niet op voorhand te voorzien of er een effect zal zijn op de lengte van de contracten. Een contract dat dezelfde index volgt als de subsidie heeft wel een voordeel boven een vasteprijscontract, omdat dit geïndexeerde contract samen met de subsidie een vaste inkomstenstroom vormt. Omdat (lange of korte termijn) vaste prijscontracten niet meer optimaal zijn voor de ondernemer, wordt de bijbehorende premieopslag niet meer in de subsidiebasis opgenomen. Dit komt overeen met de intuïtie: wanneer de overheid het prijsrisico voor haar rekening neemt, hoeft de ondernemer daar niet meer voor gecompenseerd te worden.

- *Aannames over hoe de markt nieuwe contracten zal vormgeven zijn risicovol.*

Dat is juist. Tegelijk is het wel zinvol om bij het ontwerp van een regeling en het inschatten van kosten zo veel mogelijk rekening te houden met verwachtingen omtrent reacties van stakeholders.

- *De risicopremie voor het minimumprijsrisico moet worden meegenomen.*

Dat is juist, maar bij het opstellen van het conceptadvies was er nog geen duidelijkheid over de manier waarop dit zou worden meegenomen: als opslag bij het basisbedrag of als afslag bij het correctiebedrag. In het eindadvies is de premie verwerkt.

- *Wij begrijpen de zin ‘zonder afslag’ in het conceptadvies niet. Kan ECN/KEMA deze toelichten?*

De ‘afslag’ heeft betrekking op de correctie die bij de onrendabele topberekeningen voor de MEP is toegepast in verband met een risicopremie voor lange termijn vasteprijscontracten. Omdat een vasteprijscontract uit het oogpunt van een stabiele totale kasstroom niet meer de meest optimale keuze is voor de ondernemer, ligt het in de rede ook de risicopremie niet meer mee te nemen. De ondernemer kan dus *gemiddeld* een hogere opbrengst van elektriciteitsverkoop realiseren.

- *De afbeeldingen geven een misleidende voorstelling van zaken, omdat het zeer onwaarschijnlijk is dat de elektriciteitsprijs boven het gestelde basisbedrag uit zal stijgen.*

De afbeeldingen zijn slechts ter illustratie opgenomen en de kans dat de elektriciteitsopbrengst hoger zal zijn dan het basisbedrag varieert per categorie (omdat voor elke categorie een ander basisbedrag geldt).

- *Het achteraf corrigeren van de stroominkomsten geeft de markt onvoldoende prikkels om een goed contract te bedingen.*

Er wordt niet op individuele basis gecorrigeerd maar op basis van een index (ofwel een ‘benchmark’). Er zal dus in de praktijk een prikkel blijven om een goed contract te bedingen - om betere voorwaarden te bedingen dan de benchmark.

### 3.3 Budgetplafonds en verdeelwijze

- *Vorbereidingskosten komen terug in het rendement op eigen vermogen en worden niet apart meegerekend in de vergoeding. Dit moet voor wind offshore ter discussie worden gesteld omdat de voorbereidingskosten daar erg hoog zijn.*

Vorbereidingskosten zijn voor ‘offshore wind’ in absolute zin inderdaad hoog, vooral omdat het bij deze optie al snel om grote projectbedragen gaat. Naar aanleiding van de consultatie is in samenspraak met het Ministerie van EZ besloten om geen eindadvies uit te brengen over offshore wind.

- *Wij waarderen dat er wordt gewezen op de risico’s die de keuze voor budgettering en verdeelwijze met zich meebrengen. Hoe komen deze risico’s tot uitdrukking in de basisbedragen?*

Deze risico’s komen niet expliciet terug in de basisbedragen, maar hebben wel invloed op het projectrendement. Wanneer de regeling volledig bekend is, zal deze verhouding worden getoetst in een separate consultatie met een aantal financiële instellingen.

### 3.4 Correctiebedragen

- *Het is niet mogelijk om onbalanskosten vooraf te bepalen en daarom pleiten wij voor verrekening achteraf.*
- *Onbalansprijzen zijn erg volatiel en ex-ante verrekening belemmert een reële waardering voor windenergie.*

Zekerheid over de realisatie van de onbalans is inderdaad niet vooraf te geven, maar daarin verschilt dit niet van andere kosten en opbrengsten die afhankelijk zijn van weersomstan-

digheden of marktprijzen. Het Ministerie heeft er voor gekozen om niet met een verrekening achteraf te werken, maar met een inschatting vooraf. Een belangrijk verschil tussen ex-post en ex-ante verrekening is dat in het laatste geval het prijsrisico niet volledig door de overheid wordt overgenomen.

- *Kosten voor onbalans en programmaverantwoordelijkheid zijn voor biomassa-installaties niet meegenomen en moeten nog worden verwerkt.*

De inzetvoorspelbaarheid van biomassa-installaties verschilt niet wezenlijk van die van fossiel gestookte centrales en derhalve zijn geen extra onbalanskosten verrekend. In het geval dat onbalans wordt veroorzaakt door extra (onverwachte) warmtelevering gaan wij er vanuit dat de onbalanskosten ten laste van de warmteopbrengst komen.

- *De basisbedragen moeten voor inflatie worden gecorrigeerd.*

In het eindadvies zullen wij bij kosten rekening houden met inflatiecorrectie.

- *In de praktijk komt het 'correlatie-effect' dat profielkosten veroorzaakt wel voor en wij zoeken om deze kosten in de correctiebedragen op te nemen als functie van het opgestelde vermogen in met Nederland gekoppelde markten.*

De correctiefactor voor profielkosten is door EZ aangegeven en op 1.00 gezet. Door deze factor in het correctiebedrag op te nemen en niet in het basisbedrag wordt wel de mogelijkheid open gelaten om gedurende de levensduur van de installaties alsnog te corrigeren voor het correlatie-effect tussen windopbrengst en elektriciteitskosten.

- *Onbalanskosten voor biomassa-installaties worden niet meegenomen. Kleinschalige biomassa-installaties worden geconfronteerd met onbalansprijzen van circa 5 €/MWh, bij een bedrijfstijd van minder dan 7000 uur is dit zelfs hoger.*

Wij zijn van mening dat bij de referentie-installatie zoals wij die hanteren het inzetpatroon van levering even goed voorspeld kan worden als het inzetpatroon van een fossiele installatie. We nemen daarom geen extra onbalanskosten mee voor biomassa-installaties.

- *Wij hechten eraan te benadrukken dat de opbouw van de correctiebedragen nog onderwerp zijn van gesprek.*

Dat is juist. Ten tijde van het conceptadvies is de uitwerking van de correctiebedragen nog niet bekend. In het conceptadvies wordt daarom ook geen uitspraak gedaan over de hoogte van de correctiebedragen.

- *Een contract met een floor heeft in de praktijk ook altijd een cap. U dient hier rekening mee te houden in uw berekeningen.*

Nee. In de praktijk komen inderdaad regelmatig gecombineerde constructies voor. Wanneer een contract een *floor* of een *cap* heeft, zal dit invloed hebben op de elektriciteitsprijs. Het is als het ware een combinatie van een koers en een optie. Of de premie van deze optie wordt verrekend met een afslag op de koers, of dat het wordt verrekend met de prijs van een cap is dan niet relevant.

- *De minimumprijskosten moeten ook worden meegenomen in de correctiebedragen.*

Het is ten tijden van het conceptadvies nog niet duidelijk of de minimumprijskosten in het basisbedrag of in het correctiebedrag worden verwerkt. Dat het in een van de twee wordt verwerkt is wel zeker.

### 3.5 Duurzaamheidscriteria

- *Door duurzaamheidscriteria mee te nemen in de berekeningen, zonder dat zij in de regeling verplicht gesteld worden, ontstaat het risico van overstimulering van niet-duurzame productie, zonder garantie dat extra duurzame productie tot stand komt.*

Er zijn in onze berekening geen extra kosten meegenomen voor eventuele duurzaamheidscriteria. Duurzaamheidsoverwegingen liggen wel ten grondslag aan de categoriekeuze door het Ministerie van EZ.

- *Voor duurzaam hout komen binnenkort eisen die minimaal gelijk zijn aan die voor de productie van papier, platen of planken. Deze kunt u gebruiken als referentie.*

Wij volgen de uitgangspunten zoals deze door het Ministerie van EZ aan ons zijn voorgelegd. Uw suggestie is doorgegeven aan EZ.

- *Bio-olie die aan de Cramer-criteria voldoet, zullen worden aangemerkt als een premium product waarvoor een hogere prijs wordt gevraagd*

Er is ten tijde van het conceptadvies onvoldoende duidelijkheid over de handhaving van de Cramer criteria en de gevolgen voor prijs en aanbod. Daarnaast is nog geen duidelijkheid over het al dan niet opnemen van een categorie gegarandeerd duurzame bio-olie. In het conceptadvies is daarom gewerkt met 'normale' palmolie zonder duurzaamheidsbeperkingen.

- *Wij adviseren om innovatie- en duurzaamheidsmaatregelen wel mee te nemen in de tarieven*

Dit advies is doorgegeven aan het Ministerie van EZ. Wanneer zij de maatregelen in de uitgangspunten verwerken, kunnen wij er een kosten- en opbrengstenschatting aan hangen.

- *Certificeringskosten dienen te worden meegenomen in de berekening.*

Het ontstaan van premiumproducten ten gevolge van de duurzaamheidsverplichting met dienovereenkomstig hogere prijzen, behoort tot de mogelijkheden. De duurzaamheidsverplichting is echter niet meegenomen als uitgangspunt voor de berekeningen. Certificering is geen onderdeel van de regeling en is daarom niet meegenomen in de berekening.

### 3.6 Subsidieduur

Er zijn geen vragen of opmerkingen ingebracht die betrekking hebben op deze sectie.

### 3.7 Innovatie

- *De overheid heeft geen zicht op innovatie en richt zich op grote stappen, terwijl innovatie in de praktijk met kleine stapjes gebeurt. Met name bij vergisting is op dit gebied nog veel te leren.*

Innovatie is niet als kostenbeïnvloedende factor meegenomen in de berekeningen, mede daar het niet expliciet als projecteis vermeld staat in de SDE-regeling. Impliciet is wel rekening gehouden met het geleidelijke proces van innovatie, bijvoorbeeld door de schaalgrootte van referentie-installaties niet in al te grote stappen te laten oplopen in vergelijking tot eerdere adviezen.

### 3.8 Effect van de veranderingen op de hoogte van de subsidie

Er zijn geen vragen of opmerkingen ingebracht die betrekking hebben op deze sectie.

## 4. Ontwikkeling brandstofprijzen

Dit hoofdstuk bevat reacties van marktpartijen op Hoofdstuk 4 van het conceptadvies voor de SDE (van Tilburg *et al.*, november 2007). De titel en indeling van dit hoofdstuk zijn overgenomen uit het conceptadvies en dienen om de reacties te ordenen naar onderwerp. Hier wordt dus niet de ontwikkeling van de brandstofprijzen behandeld, maar slechts de consultatiereacties (puntsgewijs *cursief*) en een korte toelichting daarop.

- *ECN/KEMA zou jaarlijks een achtergrondstudie moeten doen naar de brandstofprijzen.*

ECN/KEMA rapporteert halfjaarlijks aan het Ministerie van Economische Zaken over recente ontwikkelingen in de brandstofprijzen. Dit is echter niet van belang voor lopende beschikkingen want die worden niet gecorrigeerd voor de biomassaprijzontwikkeling.

### 4.1 Biomassaprijzen

#### 4.1.1 Bio-olie

- *ECN/KEMA stelt ten onrechte dat palmolie volledig wordt uitgesloten van de SDE regeling, uw referentie heeft geen betrekking op RSPO-gecertificeerde palmolie.*

Op verzoek van het Ministerie van EZ is palmolie uigesloten van de categorie-indeling zoals we die hebben gebruikt voor het conceptadvies.

- *De kosten van RSPO-certificaten zullen naar verwachting enkele tientallen euro's zijn, dit dient u in aanmerking te nemen.*

Ten tijde van het vooronderzoek is nog niet duidelijk of er eisen zullen worden gesteld aan de duurzaamheid van biomassa. Het is daarom voorbarig om in ons advies al rekening te houden met kostenstijgingen als gevolg van toekomstig beleid. Het is tegelijk wel aan te bevelen om bij verdere beleidsinvulling of beleidswijziging te bekijken of de basisbedragen nog voldoende zijn. Als er duidelijkheid komt over duurzaamheidseisen zullen de basisbedragen opnieuw moeten worden bezien.

- *ECN/KEMA geeft aan dat de prijsstijging van plantaardige olie grotendeels verklaard wordt door toegenomen vraag naar plantaardige olie voor bio-energie. Dit is onjuist: het zijn eerder tijdelijke effecten.*

Een rapport van de FAO (2007) onderschrijft uw analyse. Prijsstijgingen van biomassa zijn in hoge mate tijdelijk (naar verwachting hooguit een jaar), terwijl de voedselprijs naar verwachting wel structureel hoger zal liggen.

- *U geeft aan dat palmstearine in toenemende mate wordt gebruikt als transportbrandstof. Dit is onjuist vanwege het hoge smeltpunt van palmstearine.*

Palmstearine wordt als grondstof gebruikt voor biobrandstof en wordt niet als onbewerkte brandstof ingezet.

- *Het is nog te vroeg om Jatropha als referentiebrandstof aan te voeren. Er zit nog veel potentieel in efficiënt gebruik van bestaande reststromen.*
- *Jatropha overleeft weliswaar op marginale gronden, maar voor voldoende productie is wel degelijk water en kunstmest nodig. Ook bij Jatropha speelt daarom de duurzaamheidsdiscussie rondom concurrentie om landgebruik voor voedsel.*
- *Jatropha als referentiebrandstof is geen optie, omdat het zich nog in experimentele, kleinschalige fase bevindt. De referentie zal eerder moeten bestaan uit een pallet aan biobrandstoffen.*

Wij onderschrijven de stelling dat het nog te vroeg is om Jatropha als referentiebrandstof te hanteren. Of er nog veel potentieel zit in het efficiënt gebruik van reststromen is daarbij voor ons niet leidend. De duurzaamheidsdiscussie valt buiten de reikwijdte van dit onderzoek.

- *Er zou een aparte categorie bio-olie op basis van duurzame tropische gewassen moeten komen, om voor de opstartkosten van grootschalige toepassing te compenseren.*

Dit verzoek is doorgegeven aan het Ministerie van Economische Zaken.

- *Huidige prijs van palmoliestearine is €540/ton - waarom is de referentieprijs lager dan de huidige wereldmarktprijs?*
- *Uw prijzen zijn FOB Maleisië, maar er moet nog \$65 per ton worden toegevoegd voor transport naar Rotterdam. Overslag kost 15-20 €/ton.*
- *Uw prijzen zijn CIF Rotterdam.*

De prijzen in ons advies zijn voor levering aan de poort van de fabriek. De marktprijs ten tijde van de consultatie is inderdaad hoger dan de gehanteerde referentieprijs. ECN/KEMA gaat niet uit van de spot prijs, maar er wordt een schatting gemaakt van de gemiddelde prijs over de looptijd van een project. Het huidige hoge prijsniveau lijkt het gevolg van tijdelijke krapte in het aanbod bij sterk toegenomen vraag en zal naar verwachting dalen.

#### 4.1.2 Knip- en snoeihout

- *Knip en snoeihout is geen goede definitie voor het hout dat wordt gebruikt voor elektriciteitsopwekking. Er is internationaal veel hout beschikbaar waarvoor het alternatief niet compostoverloop is, maar gebruikt wordt in papier, celstof en platenindustrie.*

ECN/KEMA gebruikt als referentiebrandstof juist die biomassa die binnen de categoriedefinitie past, in voldoende mate beschikbaar is voor het verwachte aantal projecten in 2008-2009 en waarvan de kosten minimaal zijn. Op dit moment is geïmporteerd resthout nog een kostbaar alternatief vergeleken met de in het advies gebruikte referentiebrandstof.

- *Hout met een alternatieve aanwending moet worden uitgesloten van gebruik voor energiedoelinden.*

Wij volgen de uitgangspunten zoals deze door het Ministerie van EZ aan ons zijn voorgelegd. Uw suggestie is doorgegeven aan EZ.

#### 4.1.3 Afvalhout

#### 4.1.4 Houtpellets



#### 4.1.5 Agroresidu

- *De werkelijke prijs van agroresiduen ligt ruim boven 100 €/ton in plaats van de door ECN/KEMA gekozen referentieprij van 50 €/ton.*

Er bestaat een grote variatie in biomassareststromen uit de landbouw (agroresiduen) die sterk verschillen in prijs, vochtgehalte en mate van vervuiling. Voor het meestoken van agroresiduen in kolencentrales moet worden gedacht aan rijsthusk, palmpitschilfers, cacaodoppen en pinda-doppen. Hoewel de prijs in €/ton wordt aangeduid, is het in veel gevallen zinvoller te kijken naar de prijs in €/GJ. ECN/KEMA is zich er van bewust dat de prijs zoals die in het conceptadvies is gebruikt laag is. Bij aanzienlijke uitbreiding van de vraag zal moeten worden gewerkt met een hogere prijs die eerder in de buurt ligt van 5 €/GJ.

- *Het is aan te bevelen om een categorie non-feed/non-food te openen voor wereldwijd beschikbare biomassareststromen zonder duurzaamheidsbezwaren. Het gaat hier om innovatieve biomassa die een voorbereidingsstap nodig heeft.*
- *Het is aan te bevelen om een categorie te openen voor gecertificeerde biomassa uit ontwikkelingslanden, zoals de gecertificeerde reststromen uit de koffiector.*

Deze suggestie is doorgegeven aan EZ.

#### 4.1.6 Vergistinggrondstoffen

- *Uw rapportage gaat uit van 80% digestaatafvoer ten opzichte van de invoer. Uit onderzoek blijkt dat het drogestofgehalte van vergistingsgrondstof 20% is, terwijl digestaat een drogestofgehalte heeft van 10%. Er is dus 90% digestaatafvoer.*

Inderdaad. 90% digestaatafvoer is meer conform de huidige praktijk en zal in het eindadvies worden aangenomen.

- *Mestprijs van -10 is te positief. Doorgaans wordt mest opgehaald voor -15 tot -25 euro per ton en afgezet voor -10 tot -20, met een marge ertussen voor het loonbedrijf transport/handling.*

De variatie in de mestprijs is in Nederland zeer groot en hangt af van de mestconcentratie (zijn er veel varkens) en de akkerlandconcentratie (kun je het makkelijk in de buurt uitrijden). In het eindadvies is een bijlage opgenomen die de invloed van de mestprijs op het basisbedrag weergeeft.

## 5. Technisch-economische berekeningsaannames

Dit hoofdstuk bevat reacties van marktpartijen op Hoofdstuk 5 van het conceptadvies voor de SDE (van Tilburg *et al.*, november 2007). De titel en indeling van dit hoofdstuk zijn overgenomen uit het conceptadvies en dienen om de reacties te ordenen naar onderwerp. Hier worden dus niet alle technisch-economische berekeningsaannames behandeld, maar slechts de consultatiereacties (puntsgewijs *cursief*) en een korte toelichting daarop.

### 5.1 Windenergie

#### 5.1.1 Wind onshore

- *Een referentieturbine van 3 MW op 80 meter is niet haalbaar in Friesland vanwege hoogtebeperkingen.*

Op aangeven van EZ is geen rekening gehouden met bouwhoogtebeperkingen. Dit uitgangspunt houdt in dat niet op iedere locatie in Nederland de referentie-installatie neergezet kan worden. Bouwhoogtebeperkingen zijn in de praktijk wel degelijk een issue in enkele regio's.

- *Het is aan te bevelen om de subsidieduur naar beneden te brengen omdat de verwachte levensduur van 3MW turbines laag is.*

Bij de bepaling van de SDE wordt uitgegaan van bewezen technologie. 3 MW windturbines worden ontworpen voor een levensduur van 20 jaar. Om bankfinanciering te kunnen krijgen is het ook noodzakelijk dat de levensduur voldoende lang is. Er is geen reden om de subsidieduur van 15 jaar aan te passen.

- *De investeringskosten zijn te laag ingeschat en moeten 1200 tot 1650 €/kW zijn.*

Er is inderdaad een grote variatie aan investeringskosten per MW. Deze variatie hangt samen met de opbrengsten van de windturbine. Turbines met een grote ashoogte of grote rotordiameter zijn relatief duur. Bij de bepaling van het tarief wordt hiermee rekening gehouden en gekozen voor een referentieturbine die 2200 vollasturen levert. Het conceptadvies ging abusievelijk uit van de 1800 vollasturensystematiek en gaf een te laag referentie-investeringsbedrag. Als referentie-investeringsbedrag wordt in het eindadvies €1.250 per kW gehanteerd. Hier wordt in Bijlage A verder op ingegaan.

- *Bij grote parken moet gerekend worden met een bouwfinanciering.*

De totale constructieperiode van een windpark is in de orde van zes maanden. Windparken worden turbine voor turbine opgeleverd en vanaf het moment van oplevering zijn er inkomsten voor de eigenaar. Het is niet nodig om apart te rekenen met bouwfinanciering. Wel wordt voor windprojecten gerekend met een aanbetaling van 15%, 2 jaar vooruit. Deze kosten zijn verrekend in het referentie-investeringsbedrag.

- *Goede locaties hebben relatief hoge grondkosten, die meegenomen moeten worden in de berekeningen. In ieder geval 7,7 €/MWh zoals die uit het domeinenmodel komen, want de meeste locaties zijn van de Staat.*

Windrijke lokaties hebben inderdaad relatief hoge grondkosten. De meegenomen grondkosten van 10 €/kW komen overeen met circa 5 €/MWh. Zie ook Bijlage A.

- *Met 2200 vollasturen kun je geen turbines plaatsen in het binnenland en komt de effectiviteit van de regeling in gevaar. Daar komt bij dat bepaalde provincies uitgesloten worden.*

Volgens de opgave van windturbinefabrikanten is het mogelijk om ook op binnenlandlocaties turbines te plaatsen die meer dan 2200 vollasturen produceren. Daarbij is het wel nodig om turbines met een relatief grote rotordiameter te kiezen en een grote ashoogte, dat wil zeggen minimaal 80 m ashoogte.

- *Wanneer het aantal vollasturen gemaximeerd is per jaar zonder dat mag worden gespaard, heeft dit een belangrijk risico tot gevolg voor slechte windjaren.*

Dit is vooral een risico bij binnenlandlocaties, waarbij het niet het onderwerp is van de financieel-economische randvoorwaarden. In de nieuwe regeling wordt opgenomen dat de SDE wordt uitgekeerd over 80% van het 2200 vollasturen. Hiermee wordt dit effect ondervangen.

- *Waarop baseert u het predicaat ‘tijdelijk’ bij de stijging van de grondstofprijzen, terwijl het eerder structureel is.*

Hier wordt in Hoofdstuk 4 op in gegaan.

- *Leereffecten hebben in de praktijk minder invloed dan grondstofprijzen.*

Leereffecten of leercurves kunnen gebruikt worden om uitspraken te kunnen doen over kostenontwikkelingen op de lange termijn. De jaarlijkse kostendalingen door vermeende leereffecten zijn veel kleiner dan de recente schommelingen in grondstofprijzen. Grondstofprijzen (vooral de staalprijzen) werken voor 25-35% door in de prijs voor windturbines. Ten tijde van de SDE-consultatie is er sprake van een prijsstijging onder invloed van stijgende staalprijs en een grote vraag naar windturbines. Hiermee is rekening gehouden in de bepaling van de investeringsbedragen.

- *Doordat maar 80% van de subsidie wordt bevoorschot, zal de resterende 20% moeten worden meegefinancierd in het eerste jaar.*

Dit is onderdeel van de regeling die door EZ in januari 2008 is gepresenteerd en is daarom niet in beschouwing genomen in het conceptadvies.

- *Het Duitse referentiesysteem is beter dan het Nederlandse vollasturensysteem*

Dit is geen onderdeel van de studie naar de technisch-economische parameters, maar vormt een uitgangspunt van de studie. Bijlage A laat zien dat de prijs van windturbines nauw samenhangt met de energieopbrengst op een referentielocatie. Het Duitse systeem is mogelijk beter in staat om met de variatie in uitvoeringsvormen van windturbines om te gaan. EZ heeft bij het vaststellen van het Besluit Stimulering Duurzame Energieproductie besloten om geen referentiesysteem in te voeren.

- *Voor parken boven 6 MW is 5-10 km extra kabel nodig, wat circa 1-2 mln extra kost.*

Bij de berekening van de investeringskosten wordt rekening gehouden met aansluitkosten van 150 €/kW.

- *Kosten voor onbalans zijn te laag ingeschat en zijn 8-10 €/MWh of 20-25% van de APX*

De correctiebedragen voor elektriciteit als gevolg van onbalans zijn in de Regeling vaststelling correcties voorschotverlening duurzame energieproductie 2008 door EZ vastgesteld op 11% van de gemiddelde baseloadprijs. Wanneer het volledige risico van onbalans wordt genomen door de windparkeigenaar beslaan de verwachte kosten van onbalans (bij gebruik van state of the art voorspelmethoden) ongeveer 10-15% van de gemiddelde opbrengsten van het windpark bij verkoop op de APX.

- *Het is voor de meeste projecten niet mogelijk om het hele EIA-voordeel in het eerste jaar te benutten.*

Uitgangspunt van de berekeningssystematiek is voldoende winstcapaciteit van het moederbedrijf, waardoor het EIA-voordeel volledig benut kan worden in het eerste jaar. Inderdaad voldoet niet ieder project hieraan. Sinds 2008 is de hoogte van de EIA-aftrek bij windparken beperkt tot 600 €/kW. Hier is bij de bepaling van de basisbedragen mee gerekend.

- *Hoe zijn de onderhoudskosten opgebouwd?*
- *De onderhoudskosten zijn te laag. 11-12 €/MWh is een betere referentie, of tussen 55 en 100 €/kW, in beide gevallen geïndexeerd. Het is te overwegen na de eerste 5 jaar met hogere O&M kosten te rekenen. Er moet 10% van de investeringskosten gereserveerd worden voor groot onderhoud na tien jaar.*

Voor onderhoudskosten zijn er twee verschillende systemen: vaste bedragen per jaar, of kosten per MWh. Bij de bepaling van de O&M-kosten is de systematiek aangepast en is er uitgegaan van onderhoudskosten per MWh om dat dit de kostenstructuur van windparken beter weergeeft. Hierbij is een kostenniveau aangehouden van 11 €/MWh. Dit bedrag is geïndexeerd voor inflatie. Zie ook Bijlage A voor een opbouw van de kosten.

### 5.1.2 Wind offshore

Tijdens de consultatie is door partijen naar voren gebracht dat de investeringen en O&M-kosten van offshore windenergie in het conceptadvies worden onderschat. Hieronder wordt een overzicht gegeven van het belangrijkste commentaar:

- *De investeringskosten zijn te laag en zijn eerder 3000-3300 €/kW.*

Enkele recent ontwikkelde windparken of initiatieven laten een sterke stijging zien van investeringskosten ten opzichte van eerdere aannames. De redenen voor deze stijging zijn divers, van lange voorbereidingstijden en uitdagender fysieke omstandigheden tot hogere materiaal- en financieringskosten. De representativiteit van deze projecten voor een referentie-windpark op de Nederlandse Noordzee is moeilijk te generaliseren.

- *Fabrikanten zijn nooit betrokken bij de financiering van offshore windparken.*

ECN/KEMA is zich niet bewust van concrete projecten waar dit wel het geval is. Het heeft niet direct invloed op de inschatting van de technisch-economische parameters.

- *Subsidiariteiten liggen te laag in vergelijking met omliggende landen, kijk maar in de studie van KPMG.*

In beginsel worden de inschattingen voor technisch- en financieel-economische parameters ter consultatie voorgelegd, en niet de subsidiariteiten.

- *De lening is te lang en zou op 10 jaar moeten worden gezet.*

Het verkorten van de looptijd van de lening is een manier om het risico te verkleinen dat een project in de loop van de tijd niet in staat is haar lening af te lossen. Er wordt als het ware een buffer ingebouwd op basis van een aantal 'extra jaren' met inkomsten maar zonder kapitaalslasten. Dit is geen standaardis en wij hebben er in onze berekeningen voor gekozen het risico volledig vast te leggen in de keuze van de verhouding tussen eigen vermogen en vreemd vermogen.

- *De O&M kosten zijn te laag; 80-100 €/MWh plus inflatiecorrectie is reëler.*

In de consultatieronde is informatie overlegd die aannemelijk maakt dat de O&M-kosten hoger liggen dan in het conceptadvies aangenomen is, rond de 80-100 €/MWh.

- *Onbalanskosten zijn te laag.*

De onbalanskosten zijn lager dan de onbalanskosten bij wind op land, mede door de grotere oppervlakte waarover een windpark op zee is verspreid. Zie ook de paragraaf wind op land.

- *Waarom maakt het conceptadvies onderscheid in parken op 20km en 40km uit de kust, terwijl er maar één categorie is.*

Het is niet de bedoeling geweest om voor te sorteren op 2 categorieën. Bij het kiezen van referentiesysteem heeft ECN/KEMA zich gerealiseerd dat de kosten sterk afhankelijk zijn van de diepte en de afstand van de kust. Het onderscheid dient wat dat betreft als illustratie.

- *Er is nog geen keuze gemaakt voor en verdeelwijze en in de huidige situatie is een tender niet te verkiezen.*

Correct. Ten onrechte is de indruk gewekt dat al een keuze zou zijn gemaakt voor een verdeelwijze. Dit is onderdeel van de te ontwikkelen regelingen.

## 5.2 Biomassa: grootschalige inzet in centrales

- *Bij grootschalige toepassingen is afvalhout niet representatief, omdat dit niet meer beschikbaar is voor nieuwe initiatieven.*

Dit wordt voor de SDE in 2008 nog niet relevant geacht. Alle decentrale initiatieven baseren zich op houtresiduen in een of andere vorm. Het aanbod van afvalhout is circa 1,2 miljoen ton, en de capaciteit die nu in bedrijf wordt genomen circa 0,6 miljoen ton.

- *De investeringskosten zijn gestegen.*

Net als in andere categorieën zijn ook hier de investeringskosten gestegen. De markt begint zich eind 2007 echter al weer te stabiliseren: minder projecten in bestellingen, dalende staal- en niet-metaalprices.

- *Het is aan te bevelen om een aparte categorie te maken voor biomassatorrefactie, omdat dit goede mogelijkheden biedt voor efficiënte en grootschalige inzet van biomassa. Wellicht is er een categorie innovatieve biomassa te definiëren.*

Wij volgen de uitgangspunten zoals deze door het Ministerie van EZ aan ons zijn voorgelegd. Uw suggestie is doorgegeven aan EZ.

- *Het is aan te bevelen om bio-olie in een kolencentrale te stimuleren en niet in een gascentrale, vanwege de hogere CO<sub>2</sub>-winst bij het uitsparen van kolen*

Wij volgen de uitgangspunten zoals deze door het Ministerie van EZ aan ons zijn voorgelegd. Uw suggestie is doorgegeven aan EZ.

- *Bij het meestoken van biomassa is niet alleen de vermeden brandstof, maar ook de elektriciteitsprijs bepalend voor de inzet. Dit is van belang omdat de elektrische output bij biomassa substantieel minder is dan bij fossiele inzet.*

Er wordt met een effectiviteit van brandstofsubstitutie van 93,3% gerekend.

### 5.2.1 Meestook bio-olie in gascentrales

- *ECN houdt bij het meestoken van bio-olie in gascentrales geen rekening met een aantal variabelen waaraan zeer waarschijnlijk wel een waarde kan worden toegerekend, zoals non-commodity kosten.*
- *Wij zouden graag zien dat jaarlijks gecorrigeerd wordt voor tenminste de vermeden energie, omdat nu dubbel wordt beloond- immers, meestoken is al aantrekkelijk bij een hoge gasprijs.*

ECN voert de berekeningen uit op basis van een referentie-installatie met een eenvoudig cashflowmodel. Wij zijn ons er van bewust dat voor gascentrales een voordeel kan optreden door zogenaamd 'peak shaving' waarbij door selectieve inzet van bio-olie een gunstiger gascontract kan worden afgesloten. Dit is niet meegenomen in het basisbedrag.

- *Een subsidieduur van 1 jaar zou prima zijn.*

De subsidieduur is uitgangspunt van de studie en geen onderdeel van de consultatie. Wij volgen de uitgangspunten zoals deze door het Ministerie van EZ aan ons zijn voorgelegd. Uw suggestie is doorgegeven aan EZ.

### 5.2.2 Meestook houtpellets in een kolencentrale

#### 5.2.3 Meestook agroresidue in kolencentrales

- *Bij agro-residuen wordt geen rekening gehouden met de benodigde, dure conversieslagen, zoals drogen en pelletiseren. Hierdoor wordt de basisprijs te laag geschat.*

De voorbewerking om de residuen tot deze energiedichtheid te krijgen zijn inbegrepen in de referentieprijs.

- *Agro-residuen worden daarnaast teveel over één kam geschoren. De producten, en daarmee ook de prijzen, zijn in werkelijkheid veel diverser.*

De gebruikte berekeningssystematiek gaat uit van een referentie-installatie en referentie-brandstof per categorie. ECN/KEMA bevestigt dat er een grote diversiteit bestaat. De prijs in €/GJ is leidend bij de keuze van de referentie. Het kan uiteraard voorkomen dat biomassa-stromen aantrekkelijk zijn op andere gronden dan alleen kostprijs. In dergelijke gevallen (bijvoorbeeld oorsprong of bewerking) kunnen aanvullende uitgangspunten aanleiding zijn om een extra categorie te beschouwen. De keuze van uitgangspunten is echter een zaak van het Ministerie van EZ.

## 5.2.4 Bijstook biomassa door vergassing

- *Er wordt wel degelijk een vergassingsproject ontwikkeld.*

Er is kennis genomen van dit initiatief.

- *Vergassing is niet kapitaalextensief, maar kapitaalintensief.*

De inschatting van technisch-economische parameters wordt niet beïnvloed door de typering als kapitaalintensief of -extensief.

## 5.3 Biomassa: inzet in zelfstandige installaties

- *Het risico van biomassaprojecten is groter dan hier wordt aangenomen vanwege grondstof-risico's: prijsstabiliteit, leveringszekerheid, kwaliteit en duurzaamheid*

Het risico is inderdaad relatief groot. Enkele van de genoemde risico's kunnen worden ondervangen door ketenbeheer. Sterker ketenbeheer in plaats van te handelen op de goederenmarkt, beïnvloedt echter weer de leencapaciteit. Met een Debt Service Coverage Ratio van 1,4 wordt financiering voor de referentie-installatie mogelijk geacht.

- *In onze optiek zou de definitie 'nuttig in te zetten warmte' moeten aansluiten bij de definitie zoals die wordt gehanteerd in de Europese CHP richtlijn: economisch van waarde.*

Bij de afzet van warmte is niet gekeken naar de aard van de toepassing. Bij bepaling van het thermisch rendement bij vergistingsopties is ook gerekend met het warmtegebruik voor de vergister zelf. Hiertoe moet namelijk grondstof worden ingekocht. De basisbedragen dienen toereikend te zijn om ook deze grondstof te kunnen inkopen. In het eindadvies is niet gerekend met afzet van warmte buiten de eigen installatie. Uw suggestie is doorgegeven aan EZ.

- *Het valt ons op dat het thermisch rendement voor zelfstandige grootschalige installaties (10-50 MW<sub>e</sub>) lager is dan voor kleinschalige installaties (<10 MW<sub>e</sub>). Ook is dit geen stimulans om de warmte nuttig in te zetten. Hoewel het in de praktijk lastiger is om de warmte nuttig af te zetten voor grootschalige installaties is dit niet onmogelijk.*

Dit is juist. De focus van de berekening, en de regeling, ligt op elektriciteitsproductie.

- *Het voorstel SDE tarief voor Houtverbrandingsinstallaties tussen 10 en 50 MW<sub>e</sub> is volstrekt onvoldoende voor ombouw van bestaande fossiel gestookte installaties naar biomassa gestookte installaties op basis van houtpellets.*

De veronderstelde ombouw ligt technisch niet voor de hand. Het vermogen van fossiel gestookte installaties ligt ook hoger dan 50 MW<sub>e</sub>.

- *Op dit moment ontwikkelen wij enkele vergistingsprojecten met een elektrisch vermogen >10MWe. Deze projecten kennen dezelfde rentabiliteitsproblemen als kleinschaliger (<10 MW<sub>e</sub>) projecten. In het advies van ECN/KEMA zou deze grote categorie ook opgenomen moeten worden, met een periode van 15 jaar.*

Het merendeel van de initiatieven heeft een vermogen tot 10 MW<sub>e</sub>. De SDE-regeling is echter ook opengesteld voor grotere vergistingsprojecten.

- *Eerder is aangekondigd, dat in de SDE installaties, die duurzame elektriciteit opwekken uit biomassa, de duurzame vergoeding kunnen sommen met de WKK-steun mits ze ook als (bio)wkk worden ingezet. Hiervan is in dit stuk niets te vinden?*

De aangekondigde somming van duurzame vergoeding en WKK-steun is voor deze SDE-ronde niet doorgevoerd door het Ministerie van Economische Zaken.

### 5.3.1 Bio-olieverbranding <10 MW<sub>e</sub>

- *In vervolg op punt 'aantal vollasturen nuttige warmte-inzet' zien wij de nuttige inzet van alle warmte gedurende 7500 uur bij bio-olie < 10 MW<sub>e</sub> niet als een situatie die vaak zal voorkomen in de praktijk én niet eenvoudig te realiseren is.*

Het is juist dat warmte-afzet voor 7500 uur per jaar in de meeste gevallen niet waarschijnlijk is. De warmte-afzet is niet meegenomen in het eindadvies.

- *Naast palm-olie zijn er ook kleinschalige projecten in de markt die uitgaan van afgewerkte frituurolie of opgewerkte dierlijke vetten van destructiebedrijven als brandstof. Gezien de hoge kosten van palm-olie en de onzekerheid rondom de duurzaamheid, zou dit o.i. een relevante referentie zijn om toe te voegen.*

De keuze voor de referentiebrandstof wordt gemaakt op grond van het beschikbare potentieel, de verwachte initiatieven en de prijs. Reststromen, zoals frituurolie of genoemde dierlijke vetten, kunnen uit duurzaamheidsoverwegingen te verkiezen zijn boven palmolie. Het ministerie van Economische Zaken heeft voor het conceptadvies aangegeven dat duurzaamheid vooralsnog geen uitsluitingsbeginsel is.

### 5.3.2 Bio-olieverbranding 10-50 MW<sub>e</sub>

- *In de praktijk geconstateerd zijn de investeringskosten gestegen. Dit komt doordat de vraag naar grote dieselmotoren wereldwijd sterk is aangetrokken. Ook de levertijd is met circa 6 maanden toegenomen.*

De marktconsultatie heeft geleid tot aanpassing van de referentie-investeringskosten van 1100 naar 1200 €/kW.

- *In de investering moet volgens ons ook een continue brandstofvoorraad worden opgenomen, cq moet het rente verlies van deze voorraad worden verdisconteerd. Uitgaande van een opslag capaciteit op locatie van 10 kton moet dan een constant aanwezige voorraad van 5 kton worden aangehouden, die vertegenwoordigt investeringssom van 60 €/kW<sub>e</sub>.*

De voorraadvorming wordt gezien als eenmalige investering, en is bij de investeringskosten inbegrepen.

- *De post O&M die wordt opgevoerd is volgens onze ervaring significant te laag; Naast de post voor een O&M contract, waarin begrepen de kosten voor bediening, regulier onderhoud, van 16 €/MWh bestaan er kosten voor verzekering, OGB, landhuur opvolging/contractmanagement ...met al resulterend in een bedrag van 140 €/kW<sub>e</sub>.*

De O&M-kosten zijn verhoogd van 100 naar 140 €/kW.

- *Onze bank geeft aan dat voor dit soort projecten een debt/equity verhouding van 60/40 noodzakelijk is.*

Het is niet mogelijk om eenduidig een verhouding vreemd-eigenvermogen vast te stellen. Zo hangt het deels af van het rendement op eigen vermogen, en wordt voor de financiering ook naar de DSCR gekeken. Communicatie in termen van projectrendement is weliswaar handi-



ger, maar voor het kasstroommodel dat aan de berekeningen ten grondslag ligt is het zinvol om toch onderscheid te maken in eigen vermogen en vreemd vermogen.

- *Vraagtekens bij de duurzaamheid van biomassa zelfstandig: bio-olie 10-50 MW qua uitstoot van luchtvervuilende stoffen. In het conceptadvies is hier rekening mee gehouden door het kopen van emissierechten. Een meer duurzame oplossing zou zijn om dezelfde emissie-eisen aan deze installaties te stellen als aan centrales.*

Het kopen van emissierechten is als indicatie gebruikt voor de kosten om aan de emissie-eisen te voldoen. De definitieve emissie-eisen in de SDE waren nog niet vastgesteld ten tijde van het opstellen van het conceptadvies.

- *Enkele bio-energietoepassingen draaien niet per se in basislast.*

In deze categorie bestaan zowel basislast- als pieklastinitiatieven. De referentie-installatie gaat uit van basislast.

- *Inmiddels is duidelijk dat palmolie geen referentie meer mag zijn. Wat wel is nu de vraag. Dit kunnen olie residuen zijn die gangbaar zijn bij kleine projecten. De brandstof is dan wat goedkoper, de investering duurdert in vergelijking tot grote projecten. Voorgesteld wordt om over grote projecten niets te zeggen omdat niet duidelijk is welke bio-olie hier kan worden toegepast.*

Bij het conceptadvies was duurzaamheid geen voorwaarde. Voor duurzame opties bij bio-olie valt te denken aan frituurvet en bepaalde stromen van dierlijke vetten.

### 5.3.3 Houtverbranding <10 MW<sub>e</sub>

- *Het elektrisch rendement voor kleinschalige houtverbrandingsinstallaties (<10 MW<sub>e</sub>) wordt nu op 22% ingeschat. Graag zien wij een elektrisch rendement voor deze kleinschalige houtverbrandingsinstallaties dat beter aansluit bij de werkelijkheid over meerdere sectoren bekeken.... Voor kleiner dan 10 MW is 18% een realistische waarde.*

Het conceptadvies beschouwt de mogelijkheden van nieuwe installaties, waarbij de referentie-installatie thermische conversie van biomassa, met knip- en snoeihout als referentie-brandstof betreft. Door betere technieken en toegenomen ervaring zijn bestaande installaties niet een op een vergelijkbaar met nieuwe installaties.

- *Er zijn geen investeringskosten meegenomen voor warmtelevering, dus ik stel voor de warmtelevering op nul te zetten... De kosten van warmtetransport dienen te worden gecompenseerd via toeslag in wkk.*

Dit is juist. De investeringskosten voor warmtelevering kunnen ofwel terugkomen in het totale investeringsbedrag ofwel in een afslag voor de ontvangen prijs voor warmte. In het eindadvies is echter niet gerekend met warmteafzet.

- *De stijging van het elektrisch rendement van 20 naar 22% is niet onderbouwd en niet realistisch.*

ECN/KEMA heeft geen aanleiding om af te wijken van de veronderstelling dat 22% technisch uitvoerbaar is tegen de geschatte kosten. Het is inderdaad wel aan de hoge kant vergeleken met gemiddelde van bestaande initiatieven.

- *Hoe kunnen de brandstofkosten dalen van € 40 in 2006-2007 naar 20 in 2008? Gezien de realisatie van meerdere sloophoutverbranders is sloophout geen optie voor nieuwe installaties.... De prijs van brandstof daalt van 4 €/GJ naar 2,85 €/GJ. Dit bevreedt ons.*

De verandering heeft te maken met een wijziging van referentiebrandstof. Er wordt verondersteld dat er minder schoon hout en meer residu stromen gebruikt worden.

- *Als innovatie wordt u gewezen op een demoproject waar een relatief kleine houtcentrale gebouwd is met een zeer hoog rendement. Dit hoge rendement wordt onder meer bereikt door een zeer innovatieve rookgascondensor, in combinatie met een lage temp warmwater net.*

In termen van energie-efficiëntie lijkt het een mooi project. Het is echter door zijn omvang niet representatief voor deze categorie.

- *De eravring in de markt is dat de prijs alleen maar stijgt, doordat er meer kleinschalige houtverbrandingsinstallaties bij worden gebouwd in Nederland en er dus meer vraag naar deze brandstof is.*

Het is te verwachten dat er meer vraag komt naarmate er meer installaties worden gebouwd. Daardoor zou op de langere termijn de prijs kunnen stijgen. In Duitsland is dit effect zichtbaar naar aanleiding van de bouw van veel installaties. Hier is in sommige regio's niet alleen de kostprijs van biomassa maar ook de schaarste van invloed. Vooral nog is het effect in Nederland beperkt.

- *Wordt er een andere brandstof gebruikt dan in het vorige advies?*

Ja.

- *Multifuel is essentieel voor dit type installaties bij toenemende schaarste. Hiervoor moet rekening gehouden worden met een rookgasreiniger.*

In de categorie tot 10 MW wordt gerekend met relatief schone brandstof en daardoor lagere kosten voor de rookgasreiniger. Het lokale aanbod van de brandstof is in beginsel de aanjager voor dergelijke initiatieven. Multifuel ligt meer voor hand bij grotere projecten (10-50 MW). Bij deze projecten is ook gerekend met hogere kosten voor de rookgasreiniger.

- *Onderhoudskosten gaan van 400 naar 225. Dit is niet realistisch.*

De inschatting van 225 €/kW is gebaseerd op ervaringen uit Duitsland en Oostenrijk, waar veel ervaring is opgedaan met dergelijke installaties.

- *Er moet een extra categorie komen voor installaties onder 2MW.*

Wij volgen de uitgangspunten zoals deze door het Ministerie van EZ aan ons zijn voorgelegd. Uw suggestie is doorgegeven aan EZ.

#### 5.3.4 Houtverbranding 10-50 MW<sub>e</sub>

- *Wanneer niet op afvalhout maar op schone biomassa wordt gestookt liggen de biomassakosten eerder in de orde grootte van 5 €/GJ.*
- *Het investeringsniveau is in orde, maar er komt nog 10% bij voor logistiek en netaansluiting. Er is op dit moment ook schaarste op de turbine, generator en staalmarkt die zorgt voor opwaartse druk.*

De opwaartse druk op de investeringskosten wordt breed signaleerd in de consultatie. Net-aansluitingskosten vormen onderdeel van de referentie-investeringskosten. De kosten voor logistiek komen voor rekening van de leverancier van biomassa, die dat in de prijs van biomassa terug laat komen.

### 5.3.5 Vergisting <10 MW<sub>e</sub>

- *De investeringen in warmtetransport en -distributie zijn niet meegenomen in de investeringen, terwijl de mestvergisters vrijwel nooit direct naast warmteafnemers liggen. De kosten van warmtetransport dienen te worden gecompenseerd via toeslag in WKK.*

In de berekening voor mestcovergisting is uitgegaan van beperkte afzet van warmte in de directe nabijheid, typisch op het aan de mestvergister gerelateerde agrarisch bedrijf. Bij grotere vergisters zal de afstand tussen warmteproductie en warmtevraag groter worden. De SDE vergoedt echter niet voor duurzaam opgewekte warmte door vergisters.

- *Bij de berekeningen wordt er zomaar vanuit gegaan dat installaties onder de 600 kW<sub>e</sub> niet meer gebouwd gaan worden. Dit leidt tot uitsluiting, terwijl deze categorie juist effectief is vanwege de eenvoudiger vergunningtrajecten en de beperkte verkeersbewegingen. Boerderijvergisters zijn dikwijls 190 kW<sub>e</sub> en heeft zo'n 18-19 ct/kW<sub>e</sub> nodig. Pleit voor een nieuwe categorie.*

De referentie-installatie van 600 kW<sub>e</sub> is gekozen om tegemoet te komen aan het uitgangspunt van kostenefficiëntie van de SDE-regeling. Deze installatie is klein genoeg om organisatorisch nog te kunnen beheren op een groot agrarisch bedrijf en om voldoende warmte effectief af te kunnen zetten. Tegelijk kunnen op deze schaal al wel kostenvoordelen uit de installatiegrootte gehaald worden. De genoemde vermeende voordelen van kleinere boerderijvergisters kunnen onderdeel zijn van een politieke of bestuurlijke afweging voor een nieuwe categorie voor kleinere vergisters, waarover ECN/KEMA zich in de context van deze studie geen oordeel over wenst te vormen. Een verzoek hiertoe dient gericht te zijn aan het Ministerie van Economische Zaken.

- *Biogasinstallaties komen niet meer op de SenterNovem-groenfinancieringslijst voor en dienen derhalve niet te worden gekort voor dit vermeende voordeel.*

Een biogasinstallatie met doel om elektriciteit op te wekken wordt inderdaad niet meer als zo innovatief gezien dat deze voor een groenverklaring in aanmerking komt. In het eindadvies zal hier rekening mee worden gehouden.

- *De investeringskosten zijn te laag*

Op grond van aan ECN/KEMA beschikbaar gesteld materiaal, blijft de aanname gehandhaafd dat in 2008/2009 de investering rond 2500 €/kW<sub>e</sub> zal liggen.

- *De arbeidskosten zijn niet terug te vinden in de berekeningen. Er moet drie uur arbeidskosten à € 20 worden meegenomen per dag.*

De arbeidskosten voor de bedrijfsvoering zijn onderdeel van de O&M-kosten.

- *Waarom wordt voor kleine installaties geëist dat deze een hoog rendement halen, terwijl grote centrales maximaal 40% rendement halen? Centrales worden juist aan water gebouwd om warmte te kunnen lozen.*

De berekening gaat uit van een reëel haalbaar rendement bij het merendeel van de initiatieven. Het basisbedrag is zo berekend dat de SDE-subsidie de meerkosten compenseert die nodig zijn om het hoge rendement te halen. Welke rendementen redelijkerwijs haalbaar zijn verschilt per categorie.

- *SenterNovem noemt bij de alternatieve route voor biogas (verwerking tot groen gas voor het aardgasnet) in haar publicaties een rendement van 100%. Kennelijk scheidt men ook hier rendement van vergister en benutting van het biogas.*

ECN/KEMA is zich bewust van de publicaties van SenterNovem over groen gas.

- *Warmteverkoop kan bij vergisters op boerderijen alleen met hoge investeringen. Het is te overwegen om evenals bij kleinschalige houtverbranding de warmteopbrengsten niet te verrekken in de bepaling van de kostprijs.*

Het financiële voordeel uit de warmteafzet zit niet zozeer in de warmteverkoop, maar veel eerder in een vermeden aankoop van aardgas. In het eindadvies wordt op verzoek van EZ geen opbrengst voor warmteafzet opgenomen. De basisbedragen hebben in het eindadvies slechts betrekking op het leveren van elektriciteit of groen gas.

- *Graag aandacht voor de plannen van VROM om rookgasreiniging verplicht te stellen bij gasmotoren. Dit zou, indien technisch mogelijk, tot aanzienlijke meerinvesteringen en tot hogere O&M-kosten leiden. In de huidige kostprijsberekening houdt u hier geen rekening.*

Inderdaad kunnen extra milieu-eisen leiden tot meerinvesteringen of hogere O&M-kosten. In de berekening is echter uitgegaan van bestaand beleid.

- *Er wordt gesteld dat digestaatverwerking interessant wordt bij grotere vergistingsinstallaties (tot 5MW). Dit wil echter niet zeggen dat dit geen kosten met zich meebrengt. Zijn deze kosten meegenomen in de berekening?*

Nee, de referentie-installatie bedraagt 600 kW<sub>e</sub> waarbij digestaatverwerking weinig interessant is.

- *De technische levensduur van vergisters is 15 jaar, daarmee lijkt een subsidieduur van 10 jaar niet gerechtvaardigd.*

Het uitgangspunt van een subsidieduur van 10 jaar impliceert dat de subsidie die nodig is voor succesvolle exploitatie van een installatie die 15 jaar meegaat, gedurende 10 jaar uitbetaald wordt. Bij een langere subsidieduur wordt de subsidie navenant lager, waardoor de financiële noodzaak de installatie de hele 15 jaar in productie te houden alleen maar groter wordt.

- *O&M-kosten van 200 €/kW<sub>e</sub> zijn alleen realistisch bij 7000 vollasturen. Bij 7500 vollasturen zou 300 €/kW<sub>e</sub> beter zijn. Er zijn geen kosten meegerekend voor de ondergrond en opslag van aan- en afvoer. Onderhoudskosten zijn berekend op 200 €/kW<sub>e</sub>, in de praktijk is dit het dubbele.*

De aannames zijn gebaseerd op het geheel aan ECN/KEMA beschikbaar gesteld cijfermateriaal.

- *De zin “.. wordt de vermeden warmtevraag daarom vertaald in een thermisch rendement van 10%” begrijpen we niet. Als dit betekent dat de warmte op een of andere manier wordt benut, zal dit ook moeten terugkomen in de investeringskosten.*

Een installatie met de opgegeven investeringskosten wordt in staat geacht een zekere warmtevraag af te dekken, dat equivalent is aan een thermisch rendement van 10%. Het komt dus impliciet terug in de investeringskosten.

- *Het aantal vollasturen is te ruim begroot omdat 5% van de energie wordt benut voor het in stand houden van de installatie.*

Het eigen energiegebruik is verrekend in het elektrisch rendement.

- *De MER grens ligt niet op 30.000 ton maar op 36.500 ton.*

De grens ligt op verwerking van 100 ton per dag, dus inderdaad 36.500 ton op jaarbasis.

- *Warmtebonus is moeilijk te realiseren in een agrarisch bedrijf. Wij pleiten voor een mestbonus.*

De berekening houdt niet alleen rekening met eventuele kosten en opbrengsten van warmte-inzet, maar ook met eventuele kosten en opbrengsten van mestgebruik en -verwerking. Wij volgen de uitgangspunten zoals deze door het Ministerie van EZ aan ons zijn voorgelegd. Uw suggestie is doorgegeven aan EZ.

#### 5.4 Afvalverbrandingsinstallaties

- *De opzet gaat vrijwel voorbij aan de optie van warmtelevering. Warmtelevering vergt hoge investeringen, terwijl de opbrengst voor elektriciteit daalt. De gekozen opzet zal weinig stimulans zijn om optimaal warmte te leveren.*

Warmte telt bij AVI's voor tweederde deel mee als elektriciteit. In de berekening is niet expliciet rekening gehouden met warmtebenutting, maar de regeling voorziet door de tweederde-regeling in een zekere stimulans voor warmtebenutting.

- *Het is niet duidelijk waarom voor AVI's geen onbalanskosten worden meegenomen in de berekeningen. Ook AVI's kennen voor hun elektriciteitsvergoedingen een aanzienlijke 'afslag' ten opzichte van de basiselektriciteitsprijzen zoals gepubliceerd door APX/ENDEX.*

De inzetvoorspelbaarheid van afvalverbrandingsinstallaties verschilt niet wezenlijk van die van fossiel gestookte centrales en derhalve zijn geen extra onbalanskosten verrekend. In het geval dat onbalans wordt veroorzaakt door extra (onverwachte) warmtelevering gaan wij er vanuit dat de onbalanskosten ten laste van de warmteopbrengst komen.

- *Er wordt gesteld dat investeringskosten voor 'standaard' en 'upgrade' AVI's per kW<sub>e</sub> gelijk zouden zijn. Het is de vraag of de verhouding meerkosten en meer elektriciteitsproductie elkaar inderdaad volledig compenseren (o.a. bij de huidige prijzen voor turbine/generatoren)*

Dat is alleen te onderzoeken door de technisch economische parameters te onderzoeken. Deze reactie geeft op zichzelf onvoldoende aanknopingspunten om de aannames of inschattingen te wijzigen.

- *Bij hoger rendement staat een daling in bedrijfstijd gegeven. Het lijkt er op dat bij het bepalen van de onrendabele top er te weinig rekening wordt gehouden met de derving aan inkomsten uit het afval dat als gevolg van de lagere beschikbaarheid niet kan worden verwerkt.*

De derving aan inkomsten vindt plaats bij het afvaldeel, en niet bij het energiedeel van de AVI. Het valt daarom buiten het kader van de berekening.

## 5.5 Zon-PV

- *De BoP kosten voor kleine systemen < 3,5 kWp zijn te laag ingeschat.*

Bij gebrek aan recente ervaring in Nederland bestaat bij marktpartijen onzekerheid over de BoP kosten voor kleinere systemen. In Duitsland is echter wel ruimschoots ervaring en de door ECN/KEMA berekende basisbedragen zijn daarop gebaseerd. De basisbedragen zijn goed vergelijkbaar met de tarieven zoals die in de Duitse EEG worden gehanteerd. De EEG voor Zon-PV rekent met één categorie < 30 kWp en maakt geen speciaal onderscheid naar kleinere systemen. ECN/KEMA veronderstellen dat de Duitse ervaring relatief snel naar Nederland kan worden overgedragen.

- *Voor particulieren dient BTW in rekening te worden gebracht. Maakt BTW deel uit van het basisbedrag voor systemen < 3,5 kWp?*

Inderdaad. In tegenstelling tot producenten kunnen particulieren de BTW niet terugvragen. Voor particulieren zou het interessanter kunnen zijn het systeem door een bedrijf te laten installeren waarbij de financiering via een lening of hypotheek plaats vindt. Ook langs deze weg blijkt het echter belastingtechnisch niet mogelijk, of op zijn minst te ingewikkeld, om van BTW vrijgesteld te worden. Daarom wordt voor particulieren de BTW in het basisbedrag meegenomen in het eindadvies.

- *Voor particulieren is de looptijd van de lening 15 jaar terwijl voor een hypotheek veelal voor 30 jaar wordt afgesloten.*

De financiële berekening houdt geen rekening met de gehele diversiteit aan financieringsconstructies. Het is zelfs mogelijk met een aflossingsvrije hypotheek een zon-PV systeem te financieren. Een terugbetaling in 'slechts' 15 jaar verhoogt de financiële verplichtingen in de eerste jaren en hiervoor dient het basisbedrag te kunnen compenseren. Door uit te gaan van een lening van 30 jaar, wordt het basisbedrag iets lager, maar wordt relatief meer risico bij de particulier gelegd. ECN/KEMA gaan ervan uit dat particulieren voor Zon-PV systemen hoe dan ook leningen kunnen aangaan tegen netto rentekosten.

- *Voor alle systemen < 100 kW moeten ook de kosten voor de distributeur en de lokale dealer in rekening worden gebracht. De modulekosten in het conceptadvies zijn gebaseerd op grotere systemen. De investeringskosten zijn daarom voor alle drie categorieën te laag ingeschat.*

Retailkosten zijn bij uitstek kosten die zich aanpassen aan het subsidieregime. Op basis van ervaringscijfers uit het buitenland schatten ECN/KEMA in dat deze in de BoP kosten verwerkt zijn.

- *850 vollasturen is voor systemen < 100 kW te hoog.*

850 vollasturen is aan de hoge kant als het systeem niet goed op de zon gericht kan zijn, bijvoorbeeld wegens de ligging van de woning. De 850 vollasturen zijn gebaseerd op een referentie zonaanbod van 1000 kWh/m<sup>2</sup> terwijl het zonaanbod in Nederland varieert van 950 tot 1050 kWh/m<sup>2</sup>. Er is in principe voldoende dakpotentieel in Nederland waar 850 vollasturen gehaald kan worden. Om woningen die niet optimaal op de zon zijn gericht niet te benadelen zou ook voor minder vollasturen gekozen kunnen worden. Voor Zon-PV wordt het op dit

moment echter door het Ministerie van EZ wenselijk geacht om de slimste en meest effectieve toepassingen te stimuleren.

- *O&M kosten zijn een factor twee te laag ingeschat.*

Zon-PV systemen zijn relatief onderhoudsarm. De door ECN/KEMA gehanteerde O&M kosten zijn goed voor enkele onderhoudsbeurten gedurende de levensduur van de installatie. Er dient een prikkel uit te gaan naar hoge kwaliteitssystemen van voldoende grootte.

- *Onbalanskosten voor kleine systemen < 3,5 kW dienen op 0,1 ct/kWh te worden gesteld.*

Kleine systemen vallen onder de motie van de Tweede Kamer die de terugleververgoeding regelt. Uitgangspunt is dat energiebedrijven geen onbalans in rekening brengen. Energiebedrijven moeten salderen zonder hiervoor eventuele afslagen te berekenen.

- *Waarom geen subsidieduur van 20 jaar?*

Op dit moment vindt EZ het niet wenselijk langere beschikkingen af te geven dan 15 jaar. De subsidieduur wordt gelijk gesteld aan die van wind op land.

- *De SDE regeling voor particulieren zal aanzienlijke administratieve lasten met zich meebrengen. Beter zou zijn om Zon-PV voor particulieren buiten de SDE te houden. In plaats daarvan kan er een (verplichte) terugleververgoeding buiten de SDE om worden georganiseerd.*

Er is naar administratieve lasten gekeken. Door koppeling aan de slimme meter wordt de productieregistratie vereenvoudigd. Aanvraagprocedures bij SenterNovem en CertiQ voor particulieren en andere kleine aanvragers zullen zoveel mogelijk worden vereenvoudigd

- *Waarom komt er geen SDE regeling voor systemen > 100 kWp?*

Wij volgen de uitgangspunten zoals deze door het Ministerie van EZ aan ons zijn voorgelegd. De categorieïndeling voor zonPV is door het Ministerie aangegeven en voor een onderbouwing dient u zich tot EZ te wenden.

## 5.6 Overige categorieën

- *Waterkracht in rivieren wordt al behoorlijk benut. Energie in getijde-stromingen vertegenwoordigt een nieuw potentieel dat nog volop benut kan worden. Bij opschaling komt een basisbedrag van rond de 10 ct/kWh in zicht.*

Getijden- en golflagenenergie zijn relatief nieuwe vormen van elektriciteitsopwekking die ook voor Nederland interessant kunnen zijn. Deze projecten worden niet gesubsidieerd vanuit de SDE-regeling. Men kan voor deze projecten ofwel andere vormen van subsidiëring aanvragen via SenterNovem, ofwel een verzoek tot het Ministerie van Economische Zaken richten om deze projecten alsnog tot de SDE toe te laten.

- *We zijn bezig met een project in de Westerschelde om daar een proefinstallatie te realiseren voor energie uit getijden en golven.*

Projecten voor golf- en getijdenenergie zijn niet doorgerekend voor het advies.

- *Door de daling van de gasproductie en de verslechtering van de gaskwaliteit zullen bestaande installaties moeten herinvesteren, bijvoorbeeld in ORC of in dual fuel motoren. Dergelijke investeringen komen niet van de grond bij de huidige aannames voor de kostprijs. Er wordt al op een aantal locaties afgefakkeld in plaats van opwekking van stroom en zonder steun zullen er steeds meer installaties worden ontmanteld.*
- *Volgens de berekeningen is geen subsidie nodig voor rendabele exploitatie van elektriciteitsopwekking bij RWZI. Recent echter zijn de investeringsplannen voor een grote slibvergister voor RWZI afgeblazen, omdat de bouwkosten van dergelijke vergisters te hoog geworden zijn t.o.v. de opbrengsten.*
- *Kosten instandhouding bestaande installaties stijgen door daling gasproductie en gaskwaliteit. Door te investeren in dual fuel motoren kan stortgas van lage kwaliteit nog worden benut. Bij de huidige opzet zijn dergelijke investeringen niet haalbaar. Overigens wordt er op verschillende locaties stortgas afgefakkeld, omdat benutting van het stortgas zonder steun niet haalbaar is (Essent).*

De SDE-regeling voorziet niet in het subsidiëren van gerenoveerde installaties in deze categorie. Een verzoek dit mogelijk te maken dient gericht te worden aan het Ministerie van Economische Zaken.



## 6. Financieel-economische berekeningsaannames

Dit hoofdstuk bevat reacties van marktpartijen op Hoofdstuk 6 van het conceptadvies voor de SDE (van Tilburg *et al.*, november 2007). De titel en indeling van dit hoofdstuk zijn overgenomen uit het conceptadvies en dienen om de reacties te ordenen naar onderwerp. Hier worden dus niet alle financieel-economische berekeningsaannames behandeld, maar slechts de consultatie-reacties (puntsgewijs *cursief*) en een korte toelichting daarop.

- *EIA wordt achteraf uitbetaald en er wordt geen rekening gehouden met het voorfinancieren van dit bedrag.*

Het EIA-voordeel dient inderdaad voorgefinancierd te worden, aangezien het een aftrekpost voor winstbelasting betreft.

- *Grondkosten mogen niet worden meegenomen in de EIA.*

Dit is correct. Per categorie is ingeschat of de grondkosten een zo groot deel van de investeringskosten vormen, dat hiervoor dient te worden gecorrigeerd gegeven de gebruikelijke mate van detaillering in het advies.

- *Het genoemde rente percentage van 5% is te laag. Wij hebben het signaal gekregen dat de toepassing van plantaardige olie niet kwalificeert voor het zogenaamde groen beleggen.*

Biomassaprojecten dienen een duidelijke milieurendement te hebben en innovatief zijn. Doorgaans komen biomassaprojecten echter niet in aanmerking voor een groenverklaring. De adviezen zijn dienovereenkomstig aangepast.

- *Hoe en wanneer wordt bepaald of een optie/project/categorie in aanmerking komt voor groenfinanciering?*

Voor de SDE zijn twee categorieën in de GroenBeleggen-regeling van belang: categorie G voor duurzame energie, en categorie K voor 'overige projecten'. Projecten in categorie G hebben betrekking op onder andere het opwekken van duurzame energie met hout en energierijke gewassen, wind op land en op zee, zonnecellen en waterkracht. Deze projecten kunnen generiek een groenverklaring krijgen. Projecten in categorie k dienen innovatief te zijn en een duidelijke milieuverdienste te hebben, willen zij een groenverklaring kunnen krijgen. Het Ministerie van VROM is verantwoordelijk het beoordelingskader hieromtrent.

- *Zijn er projecten die wel voor SDE in aanmerking komen, maar niet voor groenfinanciering?*

In zijn algemeenheid komen alle SDE-categorieën die in categorie G van de GroenBeleggen-regeling vallen, in aanmerking voor zowel SDE als een groenverklaring. Voor biomassa kan niet gegeneraliseerd worden: een groenverklaring wordt afgegeven enkel mits innovatief en met goede milieuverdienste. Het advies is hierop aangepast.

- *Klopt het dat de groenregeling voor 10 jaar geldt, terwijl de SDE uitgaat van leningen die zoveel mogelijk aansluiten bij een subsidieduur van bijvoorbeeld 15 jaar?*

Een groenverklaring wordt inderdaad voor 10 jaar afgegeven. Het advies compenseert niet voor het verlies van rentevoordeel in de jaren 10-15 van de lening.

- *Wordt de EIA snel uitgekeerd na aanvraag, of bestaat voor ondernemers het risico dat er moet worden voorgefinancierd?*

Het voordeel kan geïncasseerd worden als er voldoende aftrekrumte is. Vaak is dat na een jaar, maar soms langer. Indien een bouwperiode zich over meerdere jaren uitstrekt, kan alleen het EIA-voordeel benut worden over de werkelijke gemaakt kosten in dat jaar.

- *Er lijkt gebrek aan afstemming tussen EIA, groenfinanciering en SDE. In hoeverre is gekeken naar inconsistentie?*

Het zijn verschillende regelingen met verschillende doelen. Men kan zich voorstellen dat binnen een transitiepad de volgorde geldt: UKR/EOS, GroenBeleggen, EIA en uiteindelijk SDE. In de consultatie is gebleken dat de afstemming tussen GroenBeleggen en SDE aandacht behoeft met name bij categorie K. Tussen EIA en SDE bestaan weinig problemen. Wel wordt opgemerkt dat de referentie-installaties in het conceptadvies soms niet voldoen aan de rendementseisen uit de EIA-lijst, terwijl in het conceptadvies wel gerekend is met het EIA-voordeel. Het advies is hierop aangepast.

## 7. Basisbedragen voor duurzame elektriciteit

Er zijn geen vragen of opmerkingen ingebracht die betrekking hebben op deze sectie.

## Bijlage A Methodiek kostenbepaling windenergie

### A.1 Inleiding

ECN/KEMA hebben in november het concept rapport ECN-E--07-069 uitgebracht. Dit rapport is de basis voor het advies voor de basis- en correctiebedragen in de nieuwe SDE-regeling. Hierop zijn belanghebbenden in de gelegenheid gesteld om inhoudelijk te reageren op het rapport.

Het commentaar van de marktpartijen richt zich met name op de volgende categorieën:

- a Investeringsbedragen en jaarlijkse kosten van windenergie
- b Financiële parameters
- c Beleidsuitgangspunten

In deze bijlage gaan we in op de investeringsbedragen en de jaarlijkse kosten van windenergie.

Door marktpartijen is aangegeven dat de prijzen voor windenergie de laatste tijd sterk zijn gestegen. Het betreft hier zowel de investeringskosten als de jaarlijkse kosten. Daarnaast heeft de markt aangegeven dat de structuur waarin de kosten worden meegenomen in de berekeningen van de SDE niet correct is, omdat wordt uitgegaan van een kostprijs per kW, terwijl in een aantal gevallen kosten per kWh een betere maat zou zijn.

De huidige praktijk is dat er in Nederland vrijwel uitsluitend windparken worden gebouwd die bestaan uit turbines in de range van 2-3 MW.<sup>1,2</sup> In onze bepaling van de kosten van windenergie heeft dit daarom ook de meeste aandacht gekregen. Verder zijn we uitgegaan van de bouw van deze windturbines in windparken van middelgrote omvang, dat wil zeggen in de orde van 10 tot 15 MW. Dit houdt in dat we ook rekening houden met parkeffecten die de opbrengsten verlagen. In het onderstaande gaan we hier nader op in.

### A.2 Investeringsbedragen

Bij de SDE wordt uitgegaan van een referentie-installatie die representatief behoort te zijn voor nieuwe initiatieven in Nederland. Hierbij moet een keuze worden gemaakt voor een representatief investeringsbedrag. Dit investeringsbedrag bestaat uit de investering voor

- a windturbines en de fundaties
- b elektrische infrastructuur in het windpark
- c metaansluiting
- d civiele werken: bouwvoorbereidingen, wegen etc.

Uit de consultatie met marktpartijen (NWEA, energiebedrijven, windturbinefabrikanten en projectontwikkelaars) is gebleken dat de prijzen van windturbines de laatste tijd sterk zijn gestegen. Dit heeft met name te maken met de huidige marktcondities. De wereldmarkt voor windturbines is op het ogenblik gespannen en de productiecapaciteit van windturbinefabrikanten is volledig geboekt tot eind 2009. Er zijn weinig mogelijkheden om de productiecapaciteit op korte termijn sterk uit te breiden, omdat het gebrek aan productiecapaciteit ook te merken is bij de toeleveranciers. Daarnaast is er sprake van gestegen staalprijzen, een belangrijke grondstof van windturbines. De prijs van een windturbine wordt voor een kwart tot een derde bepaald door de staalprijs.

---

<sup>1</sup> Windservice Holland.

<sup>2</sup> CBS Duurzame energie 2007.

Bij tussentijdse correcties op de investeringsprijs wordt wel gebruik gemaakt van indexeringsformules. Een voorbeeld hiervan wordt hieronder gegeven:

Alle in deze Overeenkomst genoemde prijzen zullen in dat geval worden verhoogd met een index bestaande uit 34% consumentenprijsindex (CPI: Consumentenprijsindex voor alle huishoudens, basis 2000=100, gewone reeks, bron: CBS), 33% producentenprijsindex (IPI) Producentenprijsindexcijfers van de afzet van de nijverheid, per bedrijfstak, basis 2000=100, SBI code DJA, afzet binnenland investeringsgoederen, bron: CBS) en 33% staalprijsindex (MEPS index, prijsindex staalsector: Hot rolled steel plate index, [www.meps.co.uk](http://www.meps.co.uk));

Naast dit conjuncturele effect is er ook een technisch reden waarom windturbines per MW geïnstalleerd vermogen duurder worden:

- a Bij een zelfde nominaal vermogen van de generator wordt een grotere rotor gemonteerd. Dit maakt het o.a. mogelijk om deze windturbines bij lagere windsnelheden toe te passen, maar aangezien de rotor een belangrijk deel van de kosten uitmaakt, wordt de prijs per MW hoger.
- b In toenemende mate worden windturbines op hogere masten geplaatst. Dit leidt ook tot hogere investeringskosten.
- c Deze twee effecten maken ook dat zwaardere funderingen moeten worden gebruikt.

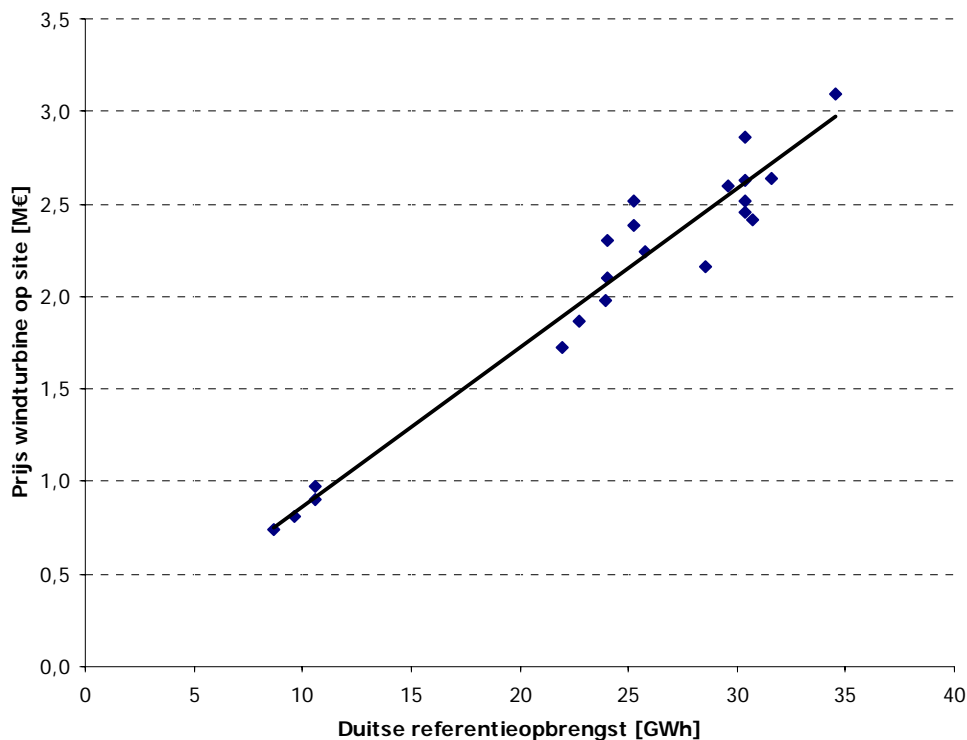
Het aantal uitvoeringsvormen van windturbines neemt toe en daarmee de spreiding in de investeringskosten. Het is daarom lastig om met één getal voor de investeringskosten te werken.

Aan de andere kant vinden deze ontwikkelingen niet voor niets plaats. Een grotere rotordiameter en een hogere toren leiden immers tot een hogere energieopbrengst. In het algemeen leiden deze extra investeringen tot een hogere opbrengst en daarmee een verbetering van de rentabiliteit van de turbine. Daarnaast is het zo dat met een grotere turbine per locatie meer energie kan worden opgewekt wat leidt tot een betere benutting van de schaarse ruimte en een hogere absolute omzet en winst.

In Duitsland wordt gebruik gemaakt van het zogenaamde referentiesysteem. Voor ieder type windturbine (merk, rotordiameter, generatorvermogen en ashoogte) wordt een referentieopbrengst berekend. Deze referentieopbrengst is de opbrengst die deze turbine in vijf jaar levert op een zogenaamde referentielocatie. Deze denkbeeldige referentielocatie heeft een gemiddelde windsnelheid op 30 m van 5.5 m/s. Voor de bepaling van de referentieopbrengst wordt deze gemiddelde windsnelheid geconverteerd naar de ashoogte van de windturbine en de energieopbrengst per jaar berekend. Hiermee wordt een goede eerste indruk verkregen van de prestaties van deze windturbine. In de praktijk moet er nog in detail gekeken worden hoe de windturbine past bij het lokale windregime.

Tijdens ons onderzoek zijn ons door verschillende partijen prijzen van windturbines verstrekt, zoals die zullen gelden in 2009. Enerzijds gaat het hier om contractprijzen die door fabrikant en projectontwikkelaar zijn overeengekomen, anderzijds gaat het om fabrieksprijzen waarmee de Nederlandse verkooporganisatie van windturbinefabrikanten worden geconfronteerd. In het algemeen zijn deze prijzen inclusief transport en montage en fundering. In dit onderzoek is er voor gezorgd dat de prijzen gelden voor dezelfde uitgangspunten. Figuur A.1 toont het verband tussen de referentieopbrengst enerzijds en de investeringskosten van geïnstalleerde windturbine anderzijds. De figuur suggereert dat de prijs van de turbine nauw samenhangt met de referentieopbrengst (correlatiecoëfficiënt  $r^2 = 0.94$ ). De conclusie is dus dat:

- a Het Duitse systeem goed in staat is om verschillen in uitvoeringsvormen van windturbines en daarmee de investeringskosten te vangen in de referentieopbrengst. Het valt ook niet uit te sluiten dat fabrikanten bij hun prijsbeleid rekening houden met de referentieopbrengst van de windturbine.
- b Stijgende investeringskosten niet altijd leiden tot hogere kosten van elektriciteit aangezien ze in de meeste gevallen gepaard gaan met hogere opbrengsten.



Figuur A.1 Relatie tussen turbineprijzen en referentieopbrengst

### A.3 Jaarlijkse kosten

In de post jaarlijkse kosten zijn een groot aantal posten verzameld. Het gaat hier om de volgende kostenposten:

- a Garantie en onderhoud tijdens tijdens de garantieperiode
- b Machinebreukverzekering
- c Machinebreukgevolgschadeverzekering
- d Onderhoudskosten nadat de garantieperiode verstreken is
- e Reserveringskosten voor groot onderhoud.
- f Belastingen
- g Grondkosten

### A.4 Garantie en onderhoud

Op het ogenblik zijn er twee soorten onderhoudscontracten in omloop, gebaseerd op respectievelijk vaste bedragen per jaar en vaste bedragen per kWh.

#### *Vaste bedragen per jaar voor garantie en onderhoud*

De eerste categorie kent bedragen voor de posten zoals hier benoemd. Tabel 1 geeft een overzicht van kosten zoals die in de markt gehanteerd worden, wanneer de kostenposten afzonderlijk in rekening worden gebracht voor de jaren binnen de garantieperiode en voor de periode na de garantie.

Tabel A.1 *Overzicht van jaarlijkse garantie-, onderhouds- en verzekeringskosten*

Onderhoudskosten [€MWh]	Jaar 1 t/m 5		Jaar 6 t/m 15	
	Laag	Hoog	Laag	Hoog
Onderhouds- en garantiecontracten	8000	11000		
Onderhoudscontract			11000	15000
Machinebreukverzekering (0,6-1,0%) van I	5700	9500	5700	9500
Eigen risico	1000	1000	500	1000
Reservering reparaties na jaar 5	2000	2000	7600	7600
Gevolgverzekering (0,5-0,6%) jaaropbrengst	891	1069	891	1069
Other	2800	2800	2000	2000
<i>Totaal onderhoudskosten</i>	<i>17591</i>	<i>27369</i>	<i>27691</i>	<i>34169</i>
Kosten per MWh bij 2200 vollasturen	8	12	13	16

Zoals uit de tabel duidelijk is zijn de kosten voor de machinebreukverzekering evenredig met de investeringskosten voor de turbine. Zoals we in de vorige paragraaf gezien hebben hangt het investeringsbedrag sterk samen met de opbrengst van de turbine.

De kosten van de machinebreuk gevolgschadeverzekering zijn evenredig met de verwachte opbrengst van de windturbine. In het geval van de SDE zal dit dus evenredig zijn aan het basisbedrag.

Hieruit kan worden geconcludeerd dat een aanzienlijk deel van de jaarlijkse kosten afhangt van de verwachte windopbrengst van de turbine. In de praktijk is hier dus sprake van een afdracht per kWh.

#### *Vast bedrag per kWh voor garantie en onderhoud*

De laatste jaren zijn met name voor de grotere turbines all-in concepten ontwikkeld. Hierbij wordt één garantie- en onderhoudscontract afgesloten dat voor 5, 10 of zelfs 12 jaar alle kosten van onderhoud, garantie en verzekering dekt. Bij de verschillende fabrikanten hebben deze concepten verschillende namen, maar in de kern komen ze op het zelfde neer. Als grondslag wordt een vast bedrag voor opgewekte kWh-en gehanteerd. Voor 2009 liggen de bedragen in de range van 10-12 €MWh. In de meeste gevallen wordt ook een minimum bedrag gehanteerd, dat wil zeggen dat wanneer het aantal vollasturen lager blijkt te zijn dan een het contract vastgelegde waarde een vast bedrag wordt gehanteerd. Niet helemaal duidelijk is of er ook een bovengrens is aan het jaarlijks onderhoudsbedrag. Uit gesprekken met turbineleveranciers en windparkontwikkelaars lijkt geconcludeerd te kunnen worden dat er wel sprake is van een bovengrens aan de afdracht voor onderhoud. Voor de berekeningen ten behoeve van het basisbedrag is dit verder niet relevant.

## A.5 O&M-kosten in berekening van basisbedragen

Uit gesprekken met marktpartijen is gebleken dat contracten met een vast bedrag per kWh de laatste jaren het meest gangbaar zijn. In de onrendabele topberekeningen wordt daarom voor O&M een bedrag meegenomen van 1,1 ct/kWh. Dit bedrag wordt geïndexeerd voor inflatie volgens de financieel-economische parameters.

## A.6 Overige jaarlijkse kosten

### *Grondkosten*

Uit de consultatie is gebleken dat de jaarlijkse grondkosten voor windturbines in Nederland kennen een spreiding in de range van ca. 5-23 €/kW per jaar, waarbij het gemiddelde rond de 10 €/kW per jaar ligt. In de berekening zijn deze kosten geïndexeerd voor inflatie.

### *Netaansluitingskosten*

Voor netaansluiting wordt door de netbeheerder een periodieke aansluitvergoeding in rekening gebracht. Deze bedraagt voor 3-10 MVA aansluitingen 7.500-14.000 €/MW per jaar. In lijn met de uitgangspunten (3 MW turbines in een park van 10 MW) is in de onrendabele topberekeningen gewerkt met een tarief van 10 €/kW per jaar. In de berekeningen zijn deze kosten geïndexeerd voor inflatie.

### *Overige kosten*

Voor de overige jaarlijkse kosten (OZB, managementkosten, etc.) is een bedrag gehanteerd van 4 €/kW per jaar.

### *Totaal overige jaarlijkse kosten*

Voor de totale vaste jaarlijkse kosten is in de onrendabele topberekeningen een bedrag van 24 €/kW per jaar gehanteerd.

## A.7 De kosten van windenergie

Op basis van de gegevens in Hoofdstuk 3 hebben we de kosten van windenergie berekend op drie karakteristieke locaties in Nederland (binnenland-, laagland en kustlocatie) met bijbehorende windsnelheid (Tabel A.2).

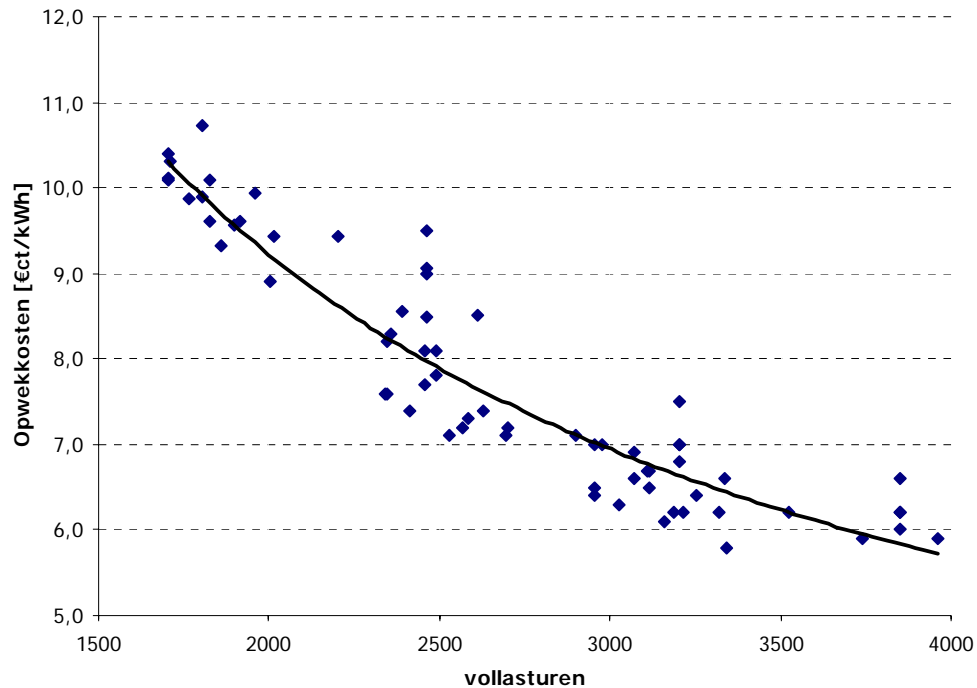
Tabel A.2 Uitgangslocaties met bijbehorende windsnelheden

Rekenlocatie	Windsnelheid op 80 m hoogte [m/s]
Binnenland	6,3
Laagland	7,3
Kustlocatie	8,3

Voor ieder van deze locaties is de opbrengst van een windpark berekend op de ashoogte aan de hand van de gecertificeerde opbrengstcurves van de geselecteerde turbines, waarbij rekening is gehouden met een gemiddelde ruwheidslengte van 0,25 m. Deze opbrengst is daarna gecorrigeerd voor elektrische verliezen (2%), technische beschikbaarheid (2%) en overige verliezen (1%). De windparkverliezen zijn geschat op 7%.

Hierna is met behulp van het OT-model berekend wat het basisbedrag (kostprijs) is voor ieder van de windturbines. Per windturbine zijn daarbij de bijbehorende getallen voor investeringskosten, onderhoudskosten en opbrengstcijfers in het OT-model ingevuld. Deze kostprijs is vervolgens uitgezet tegen het verwachte aantal vollasturen. Figuur A.3 toont het resultaat van deze berekeningen.





Figuur A.2 *Berekende kostprijs van de verschillende typen en merken windturbines*

Uit deze figuur kunnen de volgende conclusies worden getrokken:

- a Hoewel de investeringskosten (uitgedrukt in €/MWh) een zeer grote spreiding vertonen liggen de kostprijzen in een veel nauwere band.
- b De kostprijs kan worden gesplitst in twee delen.
  - Deel 1 bestaat uit de kapitaallasten, die evenredig zijn met de investeringskosten. Deze nemen af naarmate het aantal vollasturen toeneemt.
  - Deel 2 bestaat uit de jaarlijkse kosten die voor een deel vast zijn verondersteld (netaansluiting, grondprijs, OZB) en voor een deel afhankelijk zijn van de opbrengst (€/MWh) in het geval van all-in onderhoudscontracten.

In het verleden is wel aangenomen dat de kosten van windenergie omgekeerd evenredig afnemen met de toename van het aantal vollasturen. Dit hangt samen met de aanname dat de jaarlijkse kosten onafhankelijk zijn van de opbrengst en slechts afhangen van het nominale vermogen van de turbine. In de praktijk is het echter zo dat de jaarlijkse kosten samenhangen met de opbrengst. Hierdoor nemen de kosten van windenergie minder snel af bij toenemende opbrengsten.

## A.8 Keuze van de referentiegetallen

Op basis de bovenstaande analyse is het mogelijk om getallen te kiezen voor het OT-model die recht doen aan de situatie voor windparkontwikkeling in 2009. Deze getallen worden weergegeven in Tabel A.3.

Tabel A.3 *Overzicht van aanbevolen referentiegetallen voor wind op land in 2009*

Parameter	Aanbevolen waarde
Investeringskosten	1.250 €kW
Jaarlijkse kosten	11 €MWh en 24 €kW
Energieopbrengst	2200 MWh/MW

Hiermee komt de kostprijs voor windenergie op land op 8,6 ct/kWh. De invloed van wijzigingen in de financieel economische parameters moet hier nog in worden meegenomen. Deze bedragen moeten nog worden vermeerderd met een onzekerheidspremie voor het niet volledig compenseren van de elektriciteitsprijzen (zie hoofddocument).