



Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008-2009

Conceptadvies basisbedragen voor de SDE-regeling

X. van Tilburg (ECN)

J.W. Cleijne (KEMA)

E.A. Pfeiffer (KEMA)

S.M. Lensink (ECN)

M. Mozaffarian (ECN)



Verantwoording

Dit rapport is geschreven door ECN in samenwerking met KEMA en in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken. Het onderzoek is onderdeel van het vaststellen van de SDE-subsidie voor duurzame elektriciteit voor 2008 en 2009. 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.

Dit is een tweede aangepaste versie van het conceptadvies, waarbij zon-PV nu wel is meegenomen. In het rapport zijn verder geen tekstuele wijzigingen aangebracht.

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. Mario Ragwitz (Fraunhofer ISI) en Gustav Resch (TU Wien) hebben waardevolle bijdragen en aanvullingen geleverd tijdens een review van de resultaten van het vooronderzoek. 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 contains an advice on the costs for projects in the Netherlands that aim at realization in 2009. Unless indicated otherwise, the costs are also representative for projects starting in 2008.

Inhoud

Lijst van tabellen	5
Lijst van figuren	5
Samenvatting	6
1. Inleiding	8
2. Uitgangspunten, opdracht en werkwijze	9
2.1 Uitgangspunten	9
2.2 Opdracht	9
2.3 Werkwijze	10
3. Nieuwe aspecten in de SDE	11
3.1 Terminologie	11
3.2 Variabele premie en risico	11
3.3 Budgetplafonds en verdeelwijze	15
3.4 Correctiebedragen	15
3.5 Duurzaamheidscriteria	16
3.6 Subsidieduur	17
3.7 Innovatie	17
3.8 Effect van de veranderingen op de hoogte van de subsidie	17
4. Ontwikkeling brandstofprijzen	18
4.1 Biomassaprijzen	18
4.1.1 Bio-olie	19
4.1.2 Knip- en snoeihout	21
4.1.3 Afvalhout	21
4.1.4 Houtpellets	21
4.1.5 Agroresidu	22
4.1.6 Vergistinggrondstoffen	22
5. Technisch-economische berekeningsaannames	23
5.1 Windenergie	23
5.1.1 Wind onshore	23
5.1.2 Wind offshore	24
5.2 Biomassa: grootschalige inzet in centrales	26
5.2.1 Meestook bio-olie in gascentrales	27
5.2.2 Meestook houtpellets in een kolencentrale	27
5.2.3 Meestook agroresidue in kolencentrales	28
5.2.4 Bijstook biomassa door vergassing	28
5.3 Biomassa: inzet in zelfstandige installaties	28
5.3.1 Bio-olieverbranding <10 MW _e	30
5.3.2 Bio-olieverbranding 10-50 MW _e	30
5.3.3 Houtverbranding <10 MW _e	31
5.3.4 Houtverbranding 10-50 MW _e	31
5.3.5 Vergisting <10 MW _e	32
5.4 Afvalverbrandingsinstallaties	34
5.5 Zon-PV	35
5.6 Overige categorieën	37
6. Financieel-economische berekeningsaannames	39
7. Basisbedragen voor duurzame elektriciteit	41
8. Conclusies en aanbevelingen	43
Referenties	45

Lijst van tabellen

Tabel S.1	<i>Basisbedragen voor duurzame elektriciteit</i>	6
Tabel 4.1	<i>Prijsprojecties biomassa, betreft poorttarief</i>	19
Tabel 5.1	<i>Technisch-economische parameters wind onshore</i>	24
Tabel 5.2	<i>Technisch-economische parameters wind offshore</i>	25
Tabel 5.3	<i>Technisch-economische parameters palmolie in een centrale</i>	27
Tabel 5.4	<i>Technisch-economische parameters meestook houtpellets in een kolencentrale</i>	28
Tabel 5.5	<i>Technisch-economische parameters meestook agroresidu in kolencentrales</i>	28
Tabel 5.6	<i>Technisch-economische parameters bio-olie <10 MW_e</i>	30
Tabel 5.7	<i>Technisch-economische parameters bio-olie 10-50 MW_e</i>	31
Tabel 5.8	<i>Technisch-economische parameters houtverbranding <10 MW_e</i>	31
Tabel 5.9	<i>Technisch-economische parameters houtverbranding 10-50 MW_e</i>	32
Tabel 5.10	<i>Technisch-economische parameters (co)vergisting <10 MW_e</i>	34
Tabel 5.11	<i>Technisch-economische parameters afvalverbrandingsinstallaties 2006-2007</i>	35
Tabel 5.12	<i>Technisch-economische parameters afvalverbrandingsinstallaties 2008-2009</i>	35
Tabel 5.13	<i>Technisch-economische parameters Zon-PV</i>	37
Tabel 6.1	<i>Financieel-economische berekeningsaannames</i>	39
Tabel 7.1	<i>Basisbedragen voor duurzame elektriciteit</i>	41
Tabel 8.1	<i>Basisbedragen voor duurzame elektriciteit</i>	43

Lijst van figuren

Figuur 3.1	<i>Subsidieontwikkeling bij een basisbedrag van 100 €/MWh</i>	13
Figuur 3.2	<i>Subsidieontwikkeling bij een basisbedrag van 80 €/MWh en basiselektriciteitsprijs van 40 €/MWh</i>	13
Figuur 3.3	<i>Subsidiebedrag als functie van de elektriciteitsprijs</i>	14

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.

In de SDE-regeling wordt per categorie een *basisbedrag* vastgesteld op basis van de gemiddelde productiekosten. Het subsidiebedrag dat een producent per kWh ontvangt varieert jaarlijks door het basisbedrag te verminderen met een *correctiebedrag*. Dit jaarlijks te bepalen correctiebedrag wordt gebaseerd op opbrengsten per eenheid productie. Evenals in de samen MEP-regeling wordt het subsidiebedrag bij de SDE dus bepaald op basis van de onrendabele top (i.e. het verschil tussen de kosten en de opbrengsten). Het grote verschil tussen beide regelingen is dat bij de MEP de *vooraf* verwachte onrendabele top als subsidiebasis geldt, terwijl bij de SDE de subsidiebasis bestaat uit de *achteraf* gerealiseerde onrendabele top. Voor meestoken van biomassa in centrales wordt nog steeds gewerkt met een inschatting van de onrendabele top vooraf, zij het voor beperkte subsidieduur. Het basisbedrag voor meestoken van biomassa in centrales is gebaseerd op vermeden inzet van primaire energie (i.e. gas of kolen) en hoeft daarom voor het bepalen van het subsidiebedrag niet te worden gecorrigeerd voor elektriciteitsopbrengsten

Tabel S.1 *Basisbedragen voor duurzame elektriciteit*

	Basisbedrag 2008-2009 [ct/kWh _e]	Subsidieduur 2008-2009 [jaar]
Windenergie		
• Onshore wind	7,1	15
• Offshore wind, 20 km	10,7	15
• Offshore wind, 40 km	13,6	15
Biomassa in centrales		
• Bio-olie in gascentrale	8,1	4
• Houtpellets in kolencentrale	6,5	4
• Agroresidue in kolencentrale	3,8	4
Biomassa in zelfstandige installaties		
• Bio-olie <10 MW _e	16,6	10
• Bio-olie 10 - 50 MW _e	15,0	15
• Hout <10 MW _e	11,1	10
• Hout 10 - 50 MW _e	8,4	15
• Vergisting <10 MW _e	13,1	10
Afvalverbrandingsinstallaties		
• Standaard rendement	5,0	15
• Upgraded	5,2	15
• Hoog rendement	5,9	15
Zon-PV		
• 0 – 3,5 kW _p	46,9	15
• 3,5 - 15 kW _p	52,3	15
• 15 - 100 kW _p	49,9	15
Overig		
• RWZI/AWZI	4,7 / 5,3	15
• Stortgas	4,5	10
• Waterkracht	14,0	15

In dit rapport wordt een advies gegeven over het te hanteren basisbedrag per categorie. Het rapport gaat niet in op de hoogte en opbouw van de jaarlijkse correctiebedragen, of de hoogte van de jaarlijks beschikbaar te stellen budgetten per categorie. Tabel S.1 geeft een overzicht van de basisbedragen en de bijbehorende subsidieduur.

1. Inleiding

In dit rapport wordt een advies uitgebracht over de gemiddelde productiekosten van duurzame elektriciteit.

Dit rapport is het resultaat van de werkzaamheden die door het Ministerie van Economische Zaken (EZ) in opdracht zijn gegeven in juni 2007. De vraag die aan het rapport ten grondslag ligt is om een inschatting te maken van de gemiddelde kosten van het opwekken van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen. De kostenschatting wordt gebruikt ter ondersteuning van het bepalen van de basisbedragen voor de Stimuleringsregeling Duurzame Energie (SDE) door EZ.

De basis voor het advies in dit rapport is het (concept)advies voor de technisch-economische parameters uit 2006 (Van Tilburg *et al.*, 2007), waarbij de inzichten zijn geactualiseerd op basis van huidige marktomstandigheden. Het op nul zetten van de MEP-tarieven doorkruiste vorig jaar de voorgenomen marktconsultatie van het conceptadvies voor onrendabele toppen. Omdat ECN/KEMA en EZ veel waarde hechten aan de consultatie, zijn in dit rapport ook zaken opgenomen die niet veranderd zijn ten opzichte van vorig jaar, met als doel deze alsnog aan de markt voor te leggen.

Bij de technisch-economische parameters in Hoofdstuk 5 is telkens aangegeven wat de waarde was uit het advies van twee jaar geleden (Van Sambeek *et al.*, 2004b - het laatste advies dat met de markt is geconsulteerd). Voor de basisbedragen in Hoofdstuk 7 is naast een vergelijking met het advies van twee jaar geleden ook een vergelijking gemaakt met het (niet geconsulteerde) conceptadvies van vorig jaar (Van Tilburg *et al.*, 2007). Hoofdstuk 7 gaat ook kort in op de vergelijkbaarheid tussen de verschillende adviezen.

In dit advies zijn ook basisbedragen opgenomen voor een drietal referentie-installaties voor zon-PV. De keuze voor een categorieafbakening is ten tijde van het vooronderzoek nog niet gemaakt, maar het EZ heeft ECN/KEMA gevraagd om in haar advies voor zon-PV onderscheid te maken in drie categorieën, waarbij de voor de kleinste installaties is uitgegaan van gebouwgeïntegreerde systemen voor particulieren.

Leeswijzer

Hoofdstuk 2 geeft een overzicht van de uitgangspunten, de opdracht en de werkwijze. Hoofdstuk 3 gaat in op nieuwe aspecten in de SDE, voor zover die relevant zijn voor de inschatting van de technisch economische parameters en Hoofdstuk 4 behandelt ontwikkelingen in fossiele en biomassa-brandstofprijzen. In Hoofdstuk 5 worden per categorie de gebruikte technisch-economische aannames toegelicht. Hoofdstuk 6 gaat in op de financieel-economische berekeningsaannames. De uitkomsten voor de berekening van kosten worden gepresenteerd in Hoofdstuk 7. Tenslotte staan de conclusies en aanbevelingen in Hoofdstuk 8.

2. Uitgangspunten, opdracht en werkwijze

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. De aannames voor de berekeningen van de kosten dienen wat betreft technologie, brandstof, schaalgrootte, kosten en opbrengsten representatief te zijn voor initiatieven in de markt die gericht zijn op realisatie in 2008 en 2009.

2.1 Uitgangspunten

Voor de berekening van de kosten ten behoeve van de SDE-subsidie heeft het Ministerie een aantal uitgangspunten en randvoorwaarden gesteld, zoals ook gebruikt in eerdere (concept)adviezen voor de MEP-regeling in de periode van 2003 tot en met 2006¹. Voor het onderzoek naar de technisch economische parameters zijn de volgende algemene beleidsmatige uitgangspunten gehanteerd²:

- *Efficiëntie van besteding van middelen*: Het risico van overstimulering dient te worden geminimaliseerd. Dit wordt onder andere bewerkstelligd door categorieën juist zo te kiezen dat de bandbreedte van de gemiddelde kosten (basisbedragen) binnen de categorie beperkt blijft. Als grote kostenvariëaties binnen een categorie leiden tot overstimulering of ongewenste uitsluiting van een deel van de projecten, kan worden geadviseerd om de categorie te splitsen of om de definitie aan te passen.
- *Doelmatigheid van de stimulans*: Het ondersteuningsniveau dient voldoende hoog te zijn om binnen een categorie daadwerkelijk investeringen van de grond te krijgen.
- *Aansluiting bij de bestaande categorie-indeling*: De categorie-indeling die gehanteerd wordt dient zo veel mogelijk aan te sluiten bij de indeling zoals die is vastgesteld voor de MEP in 2006. Het handhaven van deze indeling voorkomt complexiteit in de uitvoering en de markt.
- *Aansluiting bij internationale markt-, technologie- en beleidsontwikkelingen*: Het ondersteuningsniveau dient op de langere termijn aan te sluiten bij internationale marktontwikkelingen die van invloed zijn op de meerkosten van de verschillende duurzame elektriciteitsopties. Het ondersteuningsniveau op de langere termijn dient ook rekening te houden met internationale ontwikkelingen in technologie en de invloed hiervan op investering- en operationele kosten. De vorming van een interne markt voor duurzame elektriciteit in de EU noopt tot een zekere mate van afstemming van subsidieniveaus tussen de verschillende lidstaten.

Voor de berekening van de SDE-basisbedragen is uitgegaan van de zelfde berekeningswijze als in eerdere adviezen voor de onrendabele toppen is gebruikt. Het uitgangspunt van het kasstroommodel is dat financiering op projectbasis plaatsvindt en dat flankerend stimuleringsbeleid zoals EIA en groenfinanciering wordt verwerkt. Wanneer voor de technisch-economische modelparameters een range aan waarden voorkomt, is een referentie gekozen op basis van bovenstaande uitgangspunten.

2.2 Opdracht

De SDE is de opvolger van de MEP en biedt ondersteuning aan warmtekrachtkoppeling (WKK), groen gas en hernieuwbare elektriciteit. Het invoeden van groen gas uit biomassa in het aardgasnetwerk is voor Nederland een nieuw concept waar nog weinig praktijkervaring mee is

¹ Adviezen betreffen idealiter de inschatting voor twee jaar vooruit. Het conceptadvies uit 2006 had betrekking op de kosten en opbrengsten voor projecten die starten in 2008.

² Zie voor een uitgebreide beschrijving van de uitgangspunten Van Sambeek et al. (2004b).

opgedaan en waarvan het aantal systeemaanbieders klein is. De kosten van het invoeden van groen gas in Nederland worden separaat onderzocht en gerapporteerd door ECN en KEMA. Dat geldt ook voor de kosten van WKK. Dit rapport presenteert een conceptadvies voor de kosten van de productie van hernieuwbare elektriciteit.

De opdracht die aan dit rapport ten grondslag ligt, is voor een aantal duurzame elektriciteitsopties basisbedragen te bepalen op basis van een referentie-installatie. De keuze voor de referentie dient zodanig te zijn dat het merendeel van de projecten in deze categorie op financieel rendabele wijze doorgang kan vinden.

Het subsidiebedrag voor hernieuwbare elektriciteit wordt jaarlijks bepaald door een per categorie vooraf vastgesteld basisbedrag voor productiekosten te corrigeren met de relevante energieprijs op de markt. In het geval van hernieuwbare elektriciteit wordt de 'relevante energieprijs' bepaald op basis van een gemiddelde elektriciteitsprijs. De waardering van de onrendabele top bij biomassameestook gebeurt op basis van vermeden inzet van fossiele brandstof en houdt geen rekening met inkomsten uit elektriciteitsopbrengst (De Noord *et al.*, 2003). Het basisbedrag dat volgt uit deze berekenmethode, hoeft daarom niet te worden verminderd met een correctiebedrag: basisbedrag gelijk is aan het subsidiebedrag.

Een advies over de hoogte en opbouw van de jaarlijkse correctiebedragen is geen onderdeel van de opdracht. Correctiebedragen zullen afzonderlijk worden onderzocht en gerapporteerd. Ook de keuze voor het beschikbare budget per optie is geen onderdeel van de opdracht. Voor de SDE is alleen nog een ontwerpbesluit (AMvB) gepubliceerd en daarin zijn nog geen criteria gesteld aan de te subsidiëren categorieën. Het feit dat ECN en KEMA gevraagd is te adviseren over de basisbedragen voor een categorie, wil niet zeggen dat deze categorie nu of in de toekomst in daadwerkelijk aanmerking zal komen voor SDE-subsidie.

Twee categorieën uit het advies van 2006 zijn niet opgenomen, te weten vergassing van biomassa in een kolencentrale en afvalverbranding met een laag rendement. De reden is, dat de kans verwaarloosbaar klein is dat dergelijke installaties in 2008 of 2009 in bedrijf zullen komen.

Hoewel het onwaarschijnlijk is dat nieuwe projecten op basis van palmolie worden gesubsidieerd in de komende jaren³, hecht EZ aan inzicht in de kosten van dergelijke projecten en de mogelijkheden voor deze projecten om alternatieve bio-olie varianten in te zetten. Daarom zijn categorieën op basis van palmolie wel opgenomen in dit advies.

2.3 Werkwijze

De werkwijze van het adviestraject voor basisbedragen en correctiebedragen volgt hetzelfde stamien als eerdere jaren is gebruikt bij het onderzoek naar de onrendabele toppen in de MEP. ECN en KEMA doen onderzoek, wat resulteert in een conceptadvies dat ter consultatie wordt aangeboden aan belanghebbenden. In deze consultatie worden de belanghebbenden uitgenodigd een schriftelijke reactie te geven op de inschatting van de financieel-economische en technisch-economische parameters. Waar nodig worden partijen uitgenodigd voor een toelichtingsgesprek en wordt de reactie getoetst op basis van feitelijke onderbouwing. De reacties uit de consultatie worden meegewogen in een eindadvies dat ECN en KEMA vervolgens aanbieden aan het Ministerie van Economische Zaken.

³ De Minister van VROM geeft aan voorlopig palmolie uit te sluiten, in afwachting van RSPO gecertificeerde palmolie (VROM, 18 oktober 2007 KSt KvI2007097829)

3. Nieuwe aspecten in de SDE

De stimuleringsregeling voor duurzame energieproductie (SDE) volgt met ingang van 2008 de MEP-regeling op als subsidie-instrument voor hernieuwbare elektriciteitsproductie. De SDE is grotendeels gebaseerd op de MEP, maar de regeling is op een aantal punten significant aangepast. De belangrijkste wijzigingen zijn⁴:

- De mogelijkheid om jaarlijks per categorie een budgetplafond in te stellen.
- De mogelijkheid om aanvragen te honoreren op volgorde van binnenkomst of volgorde van rangschikking.
- De hoogte van de subsidie wordt niet meer vooraf vastgesteld voor de gehele duur van de subsidie, maar wordt jaarlijks gecorrigeerd voor variaties in de elektriciteitsprijs.

In dit hoofdstuk worden de belangrijkste nieuwe aspecten van de SDE-regeling toegelicht en wordt besproken in hoeverre ze van invloed zijn op de bepaling van de hoogte van de subsidiëtarieven. Het hoofdstuk begint met een overzicht van de terminologie die in de nieuwe AMvB van de SDE wordt gebruikt.

3.1 Terminologie

De SDE-specifieke termen in dit document zijn gebaseerd op de AMvB van de SDE (Besluit Stimulering Duurzame Energieproductie: Staatsblad 2007 - 410, november 2007).

Het *subsidiebedrag* wordt jaarlijks vastgesteld door het *basisbedrag* per categorie te verminderen met een *correctiebedrag*. In het geval van verdeling op basis van rangschikking, wordt het *tenderbedrag* (dat maximaal gelijk is aan het basisbedrag voor de categorie) verminderd met een correctiebedrag. Dit correctiebedrag wordt jaarlijks vastgesteld op basis van werkelijke inkomsten, waarbij voor elektriciteitsinkomsten minimaal een bedrag ter grootte van de *basiselektriciteitsprijs* wordt opgenomen. Het basisbedrag is een maat voor de gemiddelde productiekosten van een installatie en het correctiebedrag is een maat voor de opbrengsten per eenheid productie. Het subsidiebedrag in de SDE is dus uiteindelijk gebaseerd op de onrendabele top (i.e. het verschil tussen de kosten en de opbrengsten).

Subsidieplafond is een term die gebruikt wordt voor de beschikbare totale subsidiesom in een jaar voor nieuwe projecten. Per categorie wordt een apart subsidieplafond vastgesteld. Subsidieverdeling *op volgorde van binnenkomst* is ook bekend als ‘wie het eerst komt, het eerst maalt’. Verdeling *op volgorde van rangschikking* wordt ook wel ‘tender’ genoemd.

3.2 Variabele premie en risico

De SDE kent in tegenstelling tot de MEP-regeling een variabel subsidiebedrag. Het basisbedrag (productiekosten) wordt vooraf vastgesteld voor de duur van de subsidie. De daadwerkelijke subsidie varieert op basis van een jaarlijks te bepalen correctiebedrag. Het correctiebedrag bestaat in principe uit de opbrengst uit elektriciteitsverkoop, maar de regeling voorziet ook in correctie wegens inkomsten uit bijvoorbeeld certificaathandel.

Het grote verschil tussen beide regelingen is dat bij de MEP de *vooraf* verwachte onrendabele top als subsidiebasis geldt, terwijl bij de SDE de subsidiebasis bestaat uit de *achteraf* gerealiseerde onrendabele top. Aanleiding van de wijziging was de constatering dat producenten bij

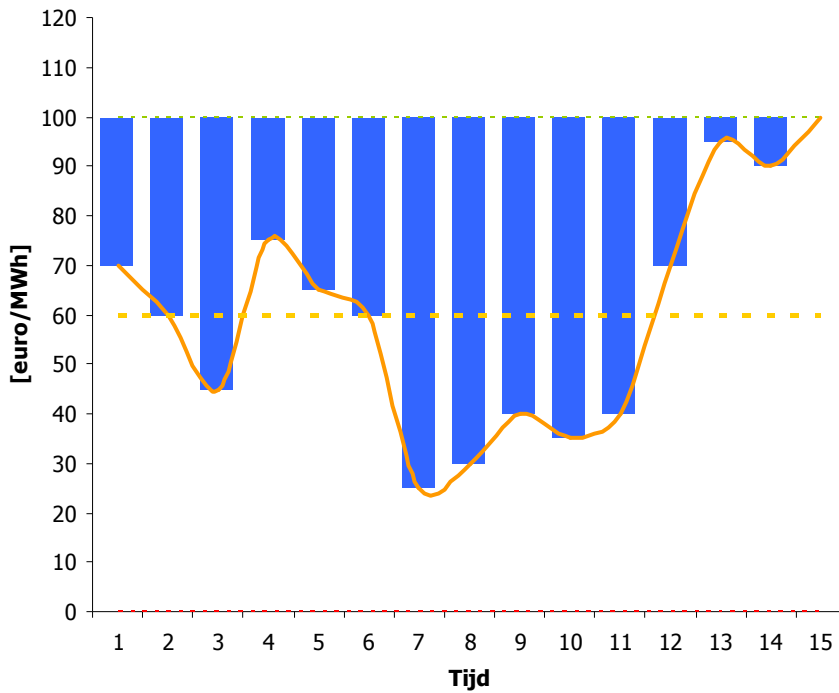
⁴ Een deel van deze aanpassingen was al opgenomen in de Elektriciteitswet 1998 (waar de MEP onder valt), maar nog niet in de praktijk gebruikt.

stijgende elektriciteitsprijzen een hoger rendement haalden, waardoor achteraf bleek dat subsidie minder of in het geheel niet nodig was. Zie toelichting op artikel 14 en 31 in het Besluit stimulering duurzame energieproductie .

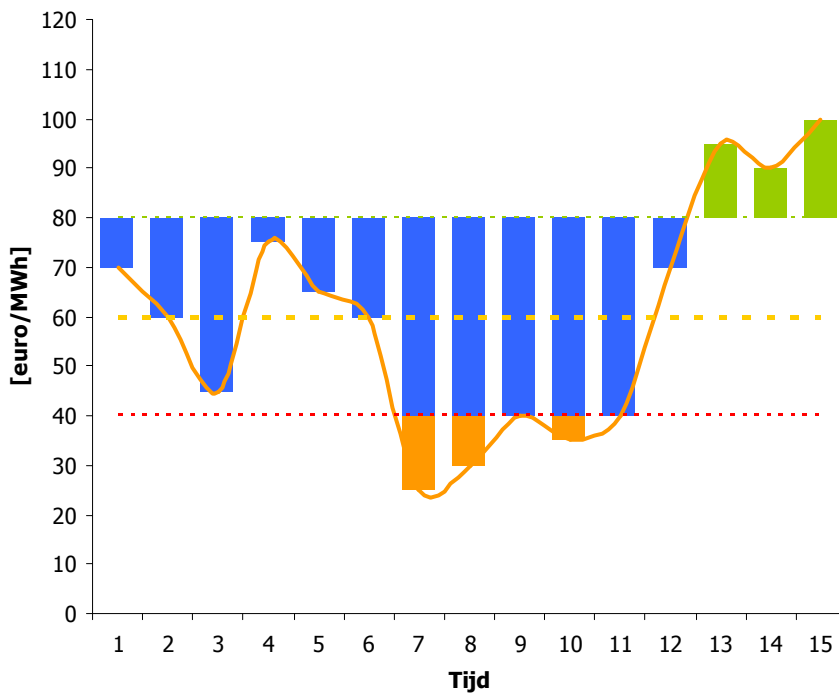
Als een producent een vast subsidiebedrag en een fluctuerende elektriciteitsprijs ontvangt per kWh, fluctueert de som van de inkomsten. Een bank zal in een dergelijk geval de beste financieringsvoorwaarden bieden wanneer de producent een contract met een vaste prijs afsluit, om een zo zeker mogelijk inkomstenpatroon te garanderen (of minder gunstige financieringsvoorwaarden bieden). In de SDE-regeling krijgt een producent een variabel subsidiebedrag dat juist zo gekozen is dat de som van de subsidie en de elektriciteitsinkomsten constant is. Een producent is dan juist gebaat bij een flexibel contract dat precies de index volgt die gebruikt wordt voor de bepaling van de correctiebedragen. Een producent met een variabel subsidiebedrag (zoals in de SDE) introduceert juist risico als hij een elektriciteitscontract met een vaste prijs afsluit. Een bank zal voor gunstige financieringsvoorwaarden verlangen dat de producent een contract afsluit dat dezelfde index volgt als de correctiebedragen.

Bij de MEP werd in de schatting van de elektriciteitsprijs rekening gehouden met de meerkosten (risicopremie) van een vasteprijscontract. Omdat producenten bij de SDE-regeling juist geen langetermijncontracten afsluiten, hoeft zal deze risicopremie niet meer te worden meegenomen. Deze risicopremie heeft geen invloed op het basisbedrag, maar wel op het verwachte subsidiebedrag dat de overheid uitkeert. De overheid hoeft immers de onrendabele top aan te vullen op basis van een elektriciteitsprijs *zonder afslag* (een hogere elektriciteitsprijs, waardoor de subsidie lager is).

Onderstaande figuren geven de ontwikkeling van de subsidiebedragen weer in een tweetal voorbeeldsituaties. In beide voorbeelden is een (gelijke) willekeurige elektriciteitsprijsontwikkeling getoond, met een gemiddelde waarde van 60 €/MWh. Figuur 3.1 geeft een categorie weer met een basisbedrag van 100 €/MWh. De hoogte van het subsidiebedrag -weergegeven door de blauwe balkjes - varieert per jaar maar is voldoende om de elektriciteitsprijs aan te vullen tot het basisbedrag. Het gemiddelde subsidiebedrag is het verschil tussen het basisbedrag en de verwachte elektriciteitsprijs: 40 €/MWh.



Figuur 3.1 *Subsidieontwikkeling bij een basisbedrag van 100 €/MWh*

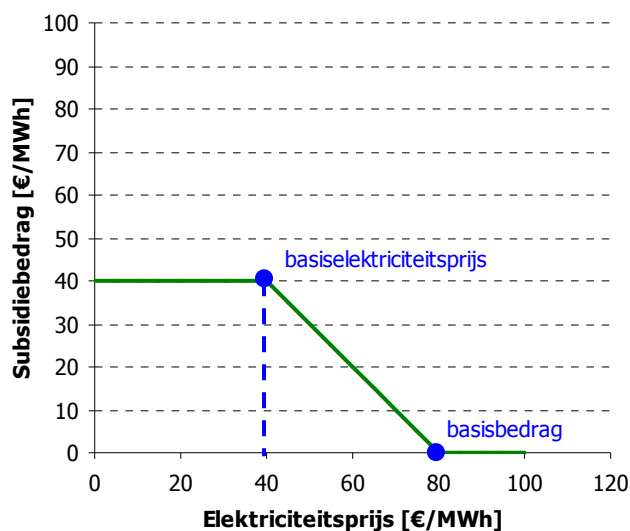


Figuur 3.2 *Subsidieontwikkeling bij een basisbedrag van 80 €/MWh en basiselektriciteitsprijs van 40 €/MWh*

Figuur 3.2 geeft het tweede voorbeeld weer. De ontwikkeling van de elektriciteitsprijs is dezelfde, met een gemiddelde van 60 €/MWh. Het basisbedrag is 80 €/MWh en de basiselektriciteitsprijs is 40 €/MWh. In jaar 7, 8 en 10 is de elektriciteitsprijs minder dan de basiselektriciteitsprijs, waardoor het subsidiebedrag niet toereikend is om de inkomsten tot het basisbedrag aan te

vullen (neerwaarts risico). In de laatste drie jaar is de elektriciteitsprijs juist hoog, waardoor het subsidiebedrag nul is en de totale inkomsten meer dan voldoende zijn om het basisbedrag te halen (opwaarts potentieel).

Figuur 3.3 geeft in een voorbeeld aan wat het verband is tussen de hoogte van het subsidiebedrag en de hoogte van de relevante elektriciteitsprijs. In dit voorbeeld is de minimumelektriciteitsprijs die nog wordt gecompenseerd 40 €/MWh en het basisbedrag is 80 €/MWh. Tussen 40 en 80 €/MWh wordt de elektriciteitsprijs aangevuld tot het basisbedrag, terwijl onder de 40 €/MWh geen extra aanvulling meer wordt gegeven. Als de elektriciteitsprijs boven de 80 €/MWh komt is er geen onrendabele top meer en is het subsidiebedrag 0 €/MWh.



Figuur 3.3 *Subsidiebedrag als functie van de elektriciteitsprijs*

Basiselektriciteitsprijs

De variabele premie biedt de producent meer zekerheid, maar is tegelijk voor de overheid een bron van onzekerheid. Het subsidiebedrag in enig jaar neemt immers toe als de elektriciteitsprijs afneemt. Als de elektriciteitsprijs helemaal naar nul zakt, zal het nodige subsidiebedrag stijgen tot het basisbedrag. Het bedrag dat de overheid moet reserveren om met zekerheid de subsidie voor het komende jaar te kunnen betalen is daarom gelijk aan het hele basisbedrag - wat in de verwachting leidt tot structurele overreservering van rijksmiddelen. Om een dergelijke situatie beheersbaar te maken, is een basiselektriciteitsprijs gedefinieerd waaronder de elektriciteitsprijs niet meer wordt aangevuld tot het basisbedrag. Dit heeft een gunstig effect op het budget dat de overheid jaarlijks moet reserveren voor bestaande verplichtingen, maar een ongunstig effect voor de producent. Voor de producent betekent de introductie van een neerwaarts risico, want als de elektriciteitsprijs onder de basiselektriciteitsprijs komt, zal het subsidiebedrag ontoereikend zijn om de kosten te dekken. Een bank zal in een dergelijk geval van de producent verlangen dat hij zich hier tegen verzekert door een variabel contract af te sluiten met een zogenaamde *floor* (minimumprijs). De producent betaalt een premie voor deze minimumprijs, die niet afhankelijk is van de categorie maar alleen van het verschil tussen de verwachte gemiddelde elektriciteitsprijs en de minimumprijs: hoe hoger de minimumprijs, des te hoger de premie.

Als de elektriciteitsprijs hoger is dan het basisbedrag heeft de producent een zogenaamd ‘opwaarts potentieel’ waarbij hij meer inkomsten heeft dan nodig om het vereiste rendement te halen. Er ontstaat in een dergelijk geval geen negatief subsidiebedrag en de producent hoeft geen eerder ontvangen (of nog te ontvangen) subsidie terug te betalen. Het opwaartse potentieel verschilt wel per categorie. Opties met een lage onrendabele top (zoals wind op land) hebben een

grotere kans dat in enig jaar de elektriciteitsprijs hoger is dan de kosten dan opties met een hoge onrendabele top (zoals zon-PV).

3.3 Budgetplafonds en verdeelwijze

De MEP-regeling was in beginsel een open einde regeling, waarbij de subsidiebedragen vastgelegd werden in uitwerkingsregelingen van de Elektriciteitswet 1998. Begin 2006 zijn in de regeling op twee punten belangrijke wijzigingen aangebracht, die ingegaan zijn in 2007. Ten eerste is de juridische structuur gewijzigd. De regeling is ondergebracht in een AMvB en één of meer ministeriële regelingen, zodat sneller gereageerd kan worden op externe ontwikkelingen. Ten tweede is de budgettaire beheersbaarheid vergroot door de mogelijkheid jaarlijkse subsidieplafonds per categorie te definiëren. Omdat de MEP in augustus 2006 is stilgelegd, is in de praktijk nog geen sprake geweest van budgetplafonds en selectieve subsidieverdeling.

Voor de SDE wordt jaarlijks voor elk van de categorieën door de Minister bepaald hoeveel subsidie beschikbaar is voor nieuwe projecten en hoe deze wordt verdeeld, namelijk op basis van binnenkomst of op basis van rangschikking⁵ (AMvB:p21, §2.1). In dit rapport is in overleg met EZ bij de keuze voor een referentie-installatie geen rekening gehouden met beschikbare middelen. De keuze voor de referentie is zodanig dat het merendeel van de projecten in de betreffende categorie op financieel rendabele wijze doorgang kan vinden.

Beide verdelingsmethoden kunnen nadelig uitpakken voor een producent. Bij verdeling op volgorde van rangschikking is het vrijwel altijd onvermijdelijk dat aanvragen niet gehonoreerd worden. Bij verdeling op volgorde van binnenkomst is er een risico dat een aanvraag niet op tijd binnen is en het budget is uitgeput. Kosten die hier uit volgen worden aangemerkt als voorbereidingskosten en worden daarom niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag. Dekking van voorbereidingskosten komt terug in het rendement op het aandeel eigen vermogen.

3.4 Correctiebedragen

Het correctiebedrag is een bedrag dat jaarlijks wordt vastgesteld om de gerealiseerde onrendabele top te bepalen. Het correctiebedrag bevat in ieder geval de voor het betreffende kalenderjaar relevante gemiddeld gerealiseerde energieprijs. Daarnaast kunnen ook correcties worden meegenomen voor Garanties van Oorsprong, CO₂-emissierechten en andere zaken (AMvB p24, § 2.5c). Vooral nog wordt alleen rekening gehouden met inkomsten uit elektriciteitsverkoop door producenten.

De basis van het correctiebedrag moet bestaan uit een objectief waarneembare marktindex die niet door marktpartijen te manipuleren is om het correctiebedrag te beïnvloeden. Het correctiebedrag moet een weerspiegeling zijn van de prijs die een producent daadwerkelijk kan krijgen voor het leveren van elektriciteit. De volgende factoren spelen een rol bij de bepaling van de werkelijk haalbare elektriciteitsprijs.

- **Marktindex:** De basis van de elektriciteitsprijs is een waarneembare marktindex, zoals een spotmarktindex of een termijnmarktindex.
- **Transactiekosten:** Een producent kan niet kosteloos elektriciteit verkopen tegen de marktindex, maar er zijn toegangskosten en behandelingskosten. Deze transactiekosten zijn in het algemeen beperkt.

⁵ De optimale keuze van een basisbedrag hangt niet alleen af van de gemiddelde kosten voor alle potentiële projecten, maar ook van de hoogte van het totale subsidieplafond. Bij een beperkt budget ligt het optimale basisbedrag mogelijk lager dan bij een ruim budget.

- **Onbalanskosten:** kosten voor het corrigeren van verschillen tussen het door de producent vooraf opgegeven programma en de feitelijke productie. Vooral weersafhankelijke energiebronnen zoals windenergie hebben met onbalans te maken.
- **Minimumprijskosten:** de verzekeringspremie die moet worden betaald voor een contract met een minimumprijs, of een gegarandeerde minimumprijs. Dit is voor de situaties waarbij de minimumelektriciteitsprijs leidt tot neerwaarts risico voor de producent, dat op aangeven van de bank moet worden afgedekt. Kosten hangen sterk af van de minimumprijs ten opzichte van de spotprijs en de lange termijn verwachting.
- **Profielkosten:** Een tijdgemiddelde index kan leiden tot een overschatting van de werkelijk haalbare prijzen, wanneer productie niet uniform over de dag verdeeld is.

De keuze of de minimumprijskosten worden verwerkt in het basisbedrag of in het jaarlijkse correctiebedrag is nog niet gemaakt. Omdat nog niet bekend is hoe de relevante elektriciteitsprijs wordt vastgesteld en hoe hoog de basiselektriciteitsprijs is, wordt in dit advies niet ingegaan op de hoogte van de minimumprijskosten.

Profielkosten zijn kosten die relevant worden als het aandeel windenergie substantieel wordt. Als het waait, wordt veel windproductie aangeboden. Omdat windenergie geen brandstofkosten heeft, zal het bij het zogenaamde inbieden altijd aan bod komen omdat het inzet voor een zeer lage prijs. Wanneer veel wordt ingeboden tegen een lage prijs, is de kans groot dat de evenwichtsprijs ook lager zal liggen. Windproducenten kunnen als gevolg worden geconfronteerd met een situatie waarbij groot windaanbod altijd tegen een lage evenwichtsprijs moet worden verkocht. Als dit het geval is, zal de tijdsgemiddelde prijs een overschatting zijn van de werkelijke gemiddelde prijs die een windproducent ontvangt. In Nederland is nog geen samenhang aangetoond tussen windaanbod en spotprijzen.

3.5 Duurzaamheidscriteria

Het Besluit stimulering duurzame energieproductie meldt over duurzaamheidscriteria het volgende:

“De inzet van biomassa heeft als doel de inzet van fossiele brandstoffen te verminderen, waarmee de uitstoot van kooldioxide wordt teruggedrongen. De mate waarin deze reductie van kooldioxide wordt gerealiseerd kan sterk verschillen per ingezette biomassastroom. Bovendien kunnen er neveneffecten optreden die op andere wijze schadelijk zijn voor het milieu. Hierbij valt te denken aan het op grootschalige wijze kappen van tropisch regenwoud om gewassen te kunnen telen die voor de productie van hernieuwbare elektriciteit of hernieuwbaar gas worden ingezet. Op 27 april 2007 heeft de projectgroep *Duurzame productie van Biomassa* het onderzoeksrapport *Toetsingkader voor duurzame biomassa* aangeboden aan de Minister van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieu. De projectgroep komt tot de conclusie dat diverse aspecten de duurzaamheid van biomassastromen kunnen beïnvloeden. Het kabinet onderschrijft de noodzaak tot het opleggen van duurzaamheidscriteria maar realiseert zich dat de uitwerking van een goed werkend stelsel de nodige tijd in beslag zal nemen. In dit besluit worden daarom geen duurzaamheidscriteria opgenomen, maar kan aan subsidieontvangers de verplichting worden opgelegd periodiek te rapporteren over de duurzaamheid van biomassa waarmee hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbaar gas of elektriciteit door middel van warmtekrachtkoppeling wordt geproduceerd.”(AMvB: § 63)

Vooralsnog wordt aan producenten van bio-energie een rapportageverplichting zonder specifieke eisen opgelegd. In dit rapport nemen we daarom geen kosten op die samenhangen met duurzaamheidscriteria. Wel beseffen we dat in de toekomst de duurzaamheidscriteria kunnen worden aangescherpt voor bestaande biomassabrandstoffen.

3.6 Subsidieduur

Een belangrijk uitgangspunt van de SDE is het bieden van langjarige zekerheid aan investeerders. In de praktijk is echter gebleken dat het gebruik van een periode van tien jaar zonder onderscheid naar productiewijze kan leiden tot ongewenste effecten. Zo kan het voorkomen dat een installatie zoals een windturbine uit bedrijfseconomische overwegingen wordt ontmanteld terwijl deze technisch zonder problemen door kan draaien.

De keuze per categorie voor een subsidieduur is zo veel mogelijk in lijn gebracht met de verwachte technische levensduur⁶. Voor kapitaalextensieve installaties (zoals voor het meestoken van biomassa in centrales) is de subsidieduur beperkt tot vier jaar. In de praktijk is de bedoeling dat dergelijke installaties elke vier jaar opnieuw een aanvraag kunnen indienen op basis van een ontheffing. Tabel 6.1 geeft een overzicht van de in overleg met het Ministerie van Economische Zaken gehanteerde aannames met betrekking tot subsidieduur per optie.

3.7 Innovatie

In het Besluit stimulering duurzame energieproductie is de mogelijkheid opgenomen om innovatieve categorieën op te nemen die in aanmerking komen voor SDE-subsidie. Verder wordt innovatie genoemd als een van de kenmerken die worden gehanteerd bij het bepalen van de rangorde bij het tenderen van projecten. Dit heeft verder geen invloed op de inhoud van dit rapport, dat slechts dient om het basisbedrag van de SDE binnen een categorie vast te leggen. Bij het bepalen van dit basisbedrag wordt verder geen rekening gehouden met het innovatieve karakter van de categorie.

3.8 Effect van de veranderingen op de hoogte van de subsidie

In dit hoofdstuk is besproken op welke voor de kostenbepaling relevante punten de SDE afwijkt van de MEP. Deze zijn:

- Vaststelling van een basisbedrag in plaats van een onrendabele top.
- Jaarlijkse variaties in het subsidiebedrag op basis van vast te stellen correctiebedragen.
- Begrenzing van het maximale subsidiebedrag door introductie van een basiselektriciteitsprijs.
- Toekenning van subsidiebeschikkingen aan projecten op volgorde van binnenkomst of door rangschikking van projecten.
- Invoering van een budgetplafond, per categorie en voor alle categorieën.
- Duurzaamheidscriteria.
- Innovatie.

Als gevolg van de systeemwijziging is het niet langer in het belang van de producent om een lange termijn contract af te sluiten met een vaste prijs. De afslag voor deze contracten zoals die in de onrendabele top-berekeningen werd meegenomen komt daarom te vervallen. De onbalanskosten voor stromingsafhankelijke opties zoals windenergie blijven gehandhaafd. De keuze of de minimumprijskosten en eventuele profielkosten worden verwerkt in het basisbedrag of in het jaarlijkse correctiebedrag is nog niet gemaakt. Omdat nog niet bekend is hoe de relevante elektriciteitsprijs wordt vastgesteld en hoe hoog de basiselektriciteitsprijs is, wordt in dit advies niet ingegaan op de hoogte van de minimumprijskosten. Innovatie en duurzaamheidscriteria hebben vooralsnog geen invloed op de hoogte van het basisbedrag.

⁶ Vanwege het risicovolle en innovatieve karakter van eerste generatie windparken op zee is de subsidieduur op 15 jaar gesteld, terwijl technische levensduren van 20 jaar of meer mogelijk wordt geacht.

4. Ontwikkeling brandstofprijzen

Voor de onderbouwing van de prijsontwikkeling van fossiele brandstof en elektriciteit heeft ECN in 2006 een achtergrondstudie uitgevoerd (Wakker et al., 2006). Voor deze achtergrondstudie zijn met het POWERS-model een aantal meerjarenprojecties gemaakt⁷ met het meest actuele GEHP-scenario, de 'high price' variant van het GE-scenario dat ook is gebruikt bij de beoordeling van het werkprogramma Schoon en Zuinig (Menkveld et al., 2007).

Voor de bepaling van de basisbedragen is geen update gemaakt van de achtergrondstudie uit 2006. Gezien de turbulente ontwikkelingen op het gebied van fossiele brandstoffen en elektriciteit is het aan te bevelen voor de bepaling van de correctiebedragen jaarlijks een achtergrondstudie te doen. De aannames omtrent de fossiele brandstofprijzen zijn conform het conceptadvies uit 2006 (Van Tilburg *et al.*, 2007).

In het kolenconvenant (EZ, 2002) is vastgelegd dat voor een deel van het meestookvermogen van biomassa geen CO₂-credits gealloceerd zijn. Hierdoor heeft de prijsontwikkeling van CO₂-credits geen invloed op het basisbedrag, voor zover het meestookvolume binnen het niet-gealloceerde deel valt. Wanneer producenten meer meestoken dan in het kolenconvenant is opgenomen, worden CO₂-credits opgebouwd die een waarde vertegenwoordigen; deze waarde is niet meegenomen in de kostenberekeningen. Voor gascentrales geldt dat alle productie is gealloceerd. De elektriciteitsprijsontwikkeling en CO₂-prijsontwikkeling zijn in de SDE-regeling alleen van invloed op de correctiebedragen en wordt daarom hier niet meegenomen.

Voor biomassaprijzen is een aparte marktverkenning gedaan. De markt voor biomassa is weinig transparant en vooral gericht op de korte termijn. Projecties van prijsontwikkelingen zijn vooral gebaseerd op huidige prijzen en marktverwachtingen ten aanzien van beschikbaarheid en schaarste.

4.1 Biomassaprijzen

De markt voor biomassa, zeker daar waar het grootschalige toepassing betreft, is ondoorzichtig, gefragmenteerd en volop in ontwikkeling in zowel Nederland als daarbuiten. Langetermijn-OTC-contracten worden, voor zover bekend, niet verhandeld en kortetermijnprijzen zijn sterk volatiel. Voor de inschatting van de langetermijngrondstofprijzen voor bio-energie installaties op bio-energie is uitgegaan van een analyse van de huidige prijsniveaus, aangevuld met verwachtingen omtrent marktontwikkelingen. Tabel 4.1 geeft een overzicht van de gebruikte biomassaprijzen.

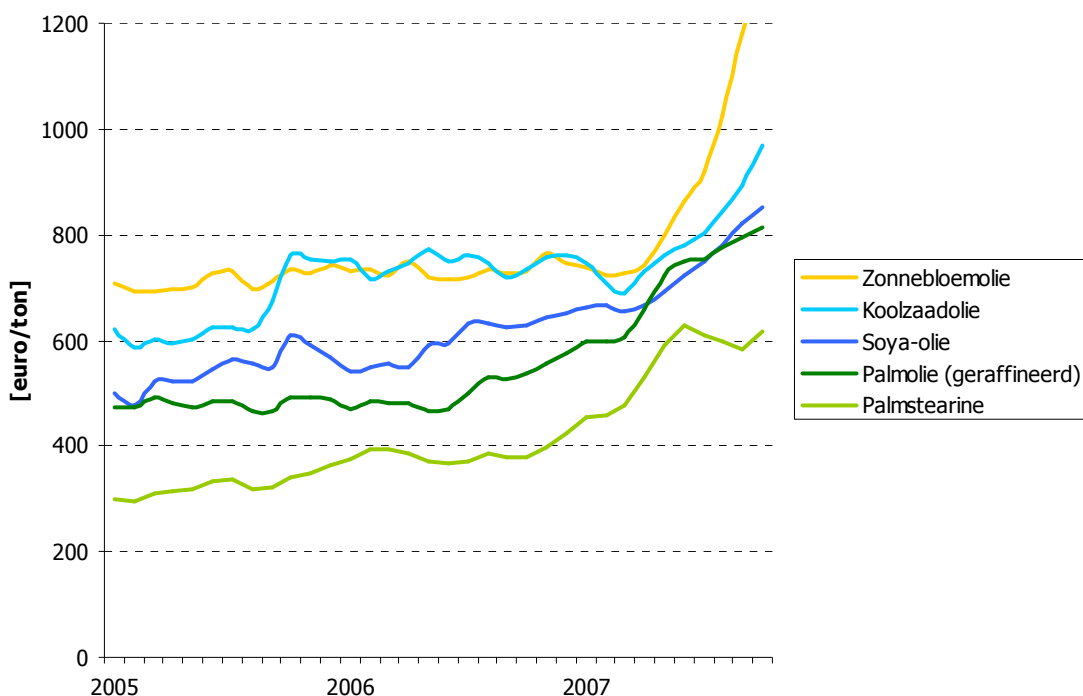
⁷ Voor een beschrijving van het POWERS-model, zie Rijkers et al. (2001).

Tabel 4.1 *Prijsprojecties biomassa, betreft poorttarief*

	Energie-inhoud [GJ/ton]	Prijrsrange [€/ton]	Referentieprij [€/ton]	Referentieprij [€/GJ]
Palmolie (centrales)	36,7	400-550	500	13,6
Palmolie (zelfstandig)	36,7	450-700	545	16,3
Knip- en snoeihout	7	0-30	20	2,9
Houtafval	14	14-50	21	1,5
Houtpellets	17,5	100-130	115	6,6
Agroresidu	14	40-100	50	3,6
Dierlijke mest ⁸	1	(-20)-(-5)	(-10)	(-10,0)
Co-substraat (Energiemaïs)	5,1	5-30	25	3,6

4.1.1 Bio-olie

Nederland kan voor duurzame elektriciteitsproductie gebruik maken van geïmporteerde bio-olie. Palmolie werd tot 2007 als een ruim beschikbaar en relatief goedkope bio-olie bron gezien. Als gevolg van de relatie tussen de productie van palmolie en ontbossing heeft het ministerie van VROM palmolie uitgesloten voor energietoepassingen, zolang deze onvoldoende op duurzaamheidscriteria gecertificeerd is. Omdat het enige tijd zal duren voordat een goed werkend certificeringstelsel (zie 3.5) operationeel zal zijn, is het onwaarschijnlijk dat nieuwe projecten op basis van palmolie zullen worden gesubsidieerd de komende jaren. Desalniettemin hecht EZ aan inzicht in de kosten van dergelijke projecten en de mogelijkheid om alternatieve brandstoffen in te zetten, in dit geval zonder rekening te houden met eventuele additionele kosten voor certificering..



Figuur 4.1 *Prijswontwikkeling van bio-olie*

⁸ Mestprijzen zijn negatief: er moet betaald worden voor de afvoer van dierlijk mest; degene die het meeneemt krijgt geld toe.

Als gevolg van de groeiende wereldwijde vraag naar plantaardige olie in het algemeen, en voor bio-energie (met name transport) in het bijzonder, zijn de prijzen van plantaardige en dierlijke vetten en oliën in het afgelopen jaar sterk gestegen. Palmolie is nog steeds de goedkoopste en meest voor de hand liggende plantaardige olie voor energietoepassingen. Tot ruim een jaar geleden lag de prijs van palmstearine, de goedkoopst bruikbare fractie, 15% onder de prijs van ruwe palmolie. In het afgelopen jaar echter, is het prijsverschil tussen palmstearine en ruwe palmolie tot vrijwel nihil gereduceerd. Het is de verwachting dat dit de komende jaren zo blijft omdat palmstearine in toenemende mate gebruikt zal gaan worden voor energietoepassingen, bijvoorbeeld als grondstof voor bio-transportbrandstoffen.

De palmolieprijs is gebaseerd op palmvetzuren/palmstearine en is 500 €/ton voor toepassing in centrales en 545 €/ton voor toepassing in zelfstandige installaties. De prijzen zijn als volgt opgebouwd. De zogenaamde CIF Rotterdam prijs⁹ van palmolie is gestegen van 343-383 €/ton in 2005 naar 450-650 €/ton met een referentieprij van 500 €/ton. Op palmolie, en meer in het algemeen op plantaardige olie, kan een importheffing van toepassing zijn. De hoogte van de heffing en de heffingsgrond kan van jaar tot jaar verschillen. De hierop betrekking hebbende regelgeving is complex. Voor bewerkte palmolie en daarvan afgeleide producten geldt bij import een heffing van 10,9% wanneer deze worden ingezet voor de opwekking van elektriciteit of WKK. Wanneer ruwe palmolie wordt gebruikt als transportbrandstof of als ruwe palmolie wordt geïmporteerd en vervolgens geschikt wordt gemaakt als brandstof dan is de importheffing 0%.

Voor toepassing van palmolie in dieselmotoren is raffinage nodig tegen een kostprijs van 20-30 €/ton, met als referentiewaarde 25 €/ton. Verondersteld wordt dat deze raffinage in Nederland plaatsvindt, waardoor de importheffing dan 0% is. Deze raffinage voor energietoepassing is minder kostbaar dan wanneer de olie tot voedselkwaliteit wordt bewerkt. Bij inzet in kolen- en gascentrales is raffinage niet nodig. Voor centrales moeten wel aanpassingen worden gedaan aan de aanvoer, opslag en transport. Deze kosten zijn verwerkt in de investeringsbedragen. Voor zelfstandige installaties gelden op- en overslagkosten en kosten voor transport van tussen 8 en 25 €/ton met een referentie van 20 €/ton. Het afsluiten van langetermijncontracten voor palmolie is alleen onderhands mogelijk en in de markt gelden prijstoelagen tot 20 €/ton voor tweejaarscontracten. Het afdekken van het risico van schommelingen in brandstofprijzen wordt niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag of het correctiebedrag. Dit valt namelijk onder ondernemersrisico en wordt gecompenseerd door een rendement van 15% op eigen vermogen, het uitgangspunt zoals toegelicht in Hoofdstuk 6.

Duurzaamheideisen

Er wordt in Nederland gewerkt aan de implementatie van duurzaamheidscriteria voor bio-energie (Commissie Cramer: EZ, 2006). Dit gebeurt stapsgewijs en in het huidige stadium wordt aan producenten van bio-energie alleen een rapportageverplichting opgelegd. Zoals in paragraaf 3.5 vermeld, zijn in dit rapport geen kosten meegenomen die samenhangen met duurzaamheidscriteria. Wel beseffen we dat in de toekomst de duurzaamheidscriteria kunnen worden aangescherpt voor bestaande biomassa-brandstoffen. Merk op dat het wel mogelijk is om op basis van duurzaamheidsoverwegingen specifieke categorieën uit te sluiten van subsidiering.

Concurrentie met biotransportbrandstoffen

Palmolie kan op dit moment slechts beperkt worden gebruikt als grondstof voor biobrandstof voor transport vanwege de biodiesel (FAME) standaard¹⁰. Dit kan mogelijk de komende jaren veranderen omdat de richtlijn onder druk staat. Nu wordt in Europa vooral koolzaad gebruikt voor biodiesel, maar op termijn kan dus ook concurrentie komen met tropische oliën zoals palmolie. Een recente studie (MVO, 2006) geeft als indicatie de volgende twee scenario's.

⁹ CIF Rotterdam: prijs waarvoor palmolie afgeleverd kan worden in de haven van Rotterdam, inclusief transport en verzekering, laden in haven van herkomst en lossen.

¹⁰ Europese Biodiesel Standaard (DIN EN 14214).

Wanneer tweede generatie biobrandstoffen lang op zich laten wachten zal op korte termijn de vraag naar tropische olie toenemen (in lijn met post 2010 doelstellingen). Als de tweede generatie biobrandstoffen wel snel komt, zal geen substantiële concurrentie om tropische oliën vanuit biobrandstoffen te verwachten zijn.

Jatropha

Er zijn hoge verwachtingen van jatropha als energiegewas in de plaats van palmolie. In tegenstelling tot palmolie is de olie van deze plant, die ook op marginale gronden kan groeien, niet geschikt voor voedselproductie. Potentieel voor jatropha bevindt zich onder andere in Afrika, India en Indonesië. In diverse regio's wordt thans door verschillende partijen geëxperimenteerd met de verbouwing van jatropha. Omtrent de opbrengsten bestaat nog veel onzekerheid, en over de prijs en beschikbaarheid van de jatropha-olie als brandstof voor elektriciteitsproductie valt op dit moment dan ook nog weinig met zekerheid te zeggen. Momenteel wordt met jatropha-olie geëxperimenteerd in kleinschalige bio-WKK (< 25 MW_e) installaties, en het is mogelijk dat er in de komende jaren soortgelijke installaties bijgebouwd zullen worden. Als de jatropha plantages succesvol blijken, de toepassing in de elektriciteitsproductie geen problemen oplevert, en de prijs van de olie aantrekkelijk genoeg blijkt, dan behoort structurele inzet van jatropha-olie tot de mogelijkheden en kan zij palmolie gaan vervangen als referentiebrandstof.

4.1.2 Knip- en snoeihout

Het in Nederland gebruikte knip- en snoeihout dat als brandstof wordt gebruikt, heeft als alternatieve aanwending composteren. De prijs van dit hout varieert tussen 0 en 30 €/ton, afhankelijk van de kwaliteit en transportafstand. Zogenaamde 'compostoverloop' is de houtachtige fractie die vrij komt bij composteren. Compostoverloop is met 0 €/ton het goedkoopst, maar omdat het mogelijk zand bevat kan het maar een beperkt deel van de brandstof uitmaken. Droge houtchips zijn met 30 €/ton het duurst. Knip- en snoeihout wordt vrijwel alleen in kleinschalige verbranding gebruikt en voor deze installaties geldt als referentiebrandstof een houtmix met een prijs van 20 €/ton bij een energie-inhoud van 7 GJ/ton.

Merk op dat bij knip- en snoeihout geen internationale prijsvorming optreedt, het betreft regionale markten. In Duitsland is een tijdelijke schaarste, omdat er de afgelopen jaren veel biomassacentrales zijn opgezet die nu concurreren om brandstof. In Oostenrijk is relatief veel hout beschikbaar, waardoor de prijs stabiel is en voorlopig laag blijft.

4.1.3 Afvalhout

Afvalhout kost circa 21 €/ton bij een energie-inhoud van 14 GJ/ton. Installaties op afvalhout hebben wel een hogere investering dan installaties op schoon hout (zoals knip- en snoeihout of pellets) vanwege de noodzaak rookgassen meer vergaand te reinigen.

4.1.4 Houtpellets

In de winter van 2006 is tijdelijk grote schaarste ontstaan naar houtpellets. Als gevolg hiervan lagen de prijzen 10 tot 20% hoger dan in voorgaande jaren en was het aanbod beperkt. Huishoudens in de Verenigde Staten stappen over van olie naar houtpellets voor opwekking van warmte, waardoor het aanbod uit Canada beperkt beschikbaar was voor Europa. Onder invloed van deze schaarste is geïnvesteerd in pelletproductiecapaciteit op het Noordelijk halfrond. Een combinatie van snelle beschikbaarheid van de extra capaciteit en een uitzonderlijk warme winter zorgden er voor dat de pelletprijzen al in januari 2007 terugzakten naar het niveau voor de schaarste.

Europese prijzen voor houtpellets hebben doorgaans betrekking op pellets van de hoogste kwaliteit voor kleinschalige toepassingen. Voor grootschalige verbrandingstoepassingen mogen pel-

lets echter ook schors bevatten. Prijzen voor dergelijke toepassingen liggen op ongeveer 60% van de kleinverbruikerprijzen, zo heeft de ervaring in voorgaande jaren geleerd.

De kortetermijnkrapte op de markt zorgt voor een prijsopslag van 20% naar 7,20 €/GJ, wat overeen komt met 125 €/ton tot 2010. Substitutie-effecten met andere duurdere energiebronnen zorgen voor een structureel hogere pelletprijs dan in het rapport van 2005 is aangenomen: de nieuwe prijs verschuift naar 6,60 €/GJ ofwel 115 €/ton.

4.1.5 Agroresidu

Op de wereldmarkt zijn veel verschillende residuen beschikbaar. Voorbeelden van agroresiduen voor gebruik in verbrandingsinstallaties zijn palmpitschilfers, cacaopasta, cacaodoppen, olijfcake, stro, kokosschillen en pindadoppen. Aanbod en prijs zijn zeer gevoelig voor schommelingen in de voedselmarkt en sterk afhankelijk van oogsten.

Agroresiduen hebben als alternatieve aanwending gebruik voor (lokale) voedselproductie, veevoer en kunstmest. De toepassingsmogelijkheden voor elektriciteitsopwekking zijn sterk afhankelijk van de acceptatiecriteria van verbrandingsinstallaties. Binnen een ruime prijsrange wordt een prijs van 50 €/ton bij een stookwaarde van 14 GJ/ton als referentie beschouwd, wat neer komt op 3,6 €/GJ.

4.1.6 Vergistinggrondstoffen

De Nederlandse mestmarkt is bijzonder grillig en ontwikkelingen worden grotendeels bepaald door beleid dat in de komende jaren in lijn moet worden gebracht met de Europese regelgeving. De Nederlandse mestmarkt is oververzadigd, wat geleid heeft tot snel stijgende afvoerkosten van mest: het varieert per regio en loopt op tot tussen 15 en 30 tot 35 €/ton. Voor dierlijke mest wordt voor de langere termijn een referentieprijs van 10 €/ton aangenomen (negatief, het gaat om afvoerkosten, inclusief transport). De prijs van mest heeft niet alleen invloed op de invoerkant van de vergister. Het digestaat dat moet worden afgevoerd na vergisting wordt ook als dierlijke mest beschouwd.

De prijzen van de co-substraten maïs en kuilgras worden sterk beïnvloed door het Europese landbouwbeleid. Verlaging van de maïspremie bijvoorbeeld, kan snel leiden tot een verhoging van de maïsprijs. In de markt zijn prijzen voor co-substraten gangbaar tussen 5 en 30 €/ton, waarbij 25 €/ton als referentie wordt aangenomen.

Recent heeft er een stijging plaatsgevonden van de agrarische producten die worden gebruikt als co-substraat en het is de verwachting dat de prijzen structureel circa 10% hoger zullen liggen dan voorheen (OECD/FAO, 2007). In Duitsland en Oostenrijk - beide landen met veel vergisters - worden ondernemers ook geconfronteerd met sterke prijsstijgingen van co-substraat, waardoor als gevolg bestaande vergisters worden stilgezet en projecten in voorbereiding stagneren. Het is te verwachten dat de kosten van het co-substraat niet veel hoger kunnen worden dan 4,5 €/GJ, omdat het dan economische niet meer aantrekkelijk is om het te vergisten. Als de kosten van co-substraat verder stijgen, zal de markt zich oriënteren op alternatieve grondstoffen, wat een zeker bufferend effect zal hebben op de prijsstijging. Dit effect is echter lastig te kwantificeren, omdat veel agrarische markten met elkaar meebewegen. Vooralsnog nemen we aan dat een co-substraat van energiemaïs en mest als referentiebrandstof kan worden aangemerkt voor projecten in 2008 en 2009.

5. Technisch-economische berekeningsaannames

De subsidiebasis voor de SDE wordt gevormd door een basisbedrag, dat niet verandert gedurende de looptijd van een beschikking, verminderd met een jaarlijks correctiebedrag. Dit correctiebedrag wordt gebaseerd op de relevante energieprijis, zoals in het Besluit stimulering duurzame energieproductie beschreven staat. In de SDE-regeling wordt dus gebruik gemaakt van de onrendabele top, maar dan achteraf vastgesteld.

Voor het berekenen van de basisbedragen wordt een geparametriseerd cashflow model gebruikt. Een deel van de parameters in het model heeft betrekking op de technisch-economische eigenschappen van een duurzaam energieproject. Hierbij is te denken aan de investeringskosten, de operationele kosten of het aantal vollasturen. Het model is in voorgaande adviezen gebruikt voor de bepaling van de hoogte van de onrendabele top. Voor een beschrijving van het model, zie (De Noord et al., 2003).

Voor windenergie wordt onbalanskosten meegenomen. Deze kosten kunnen in het basisbedrag worden opgenomen, maar het kan net zo goed onderdeel uitmaken van het jaarlijkse correctiebedrag. In dit rapport is gekozen om de onbalanskosten mee te nemen in de basisbedragen. De onbalanskosten zijn dus verrekend in de basisbedragen en worden niet achteraf meegenomen in de correctiebedragen.

Het basisbedrag per categorie is gebaseerd op een (fictief) referentieproject. Dit hoofdstuk presenteert voor een aantal categorieën de huidige status van projecten in Nederland en een korte toelichting op de referentiewaarde per technisch-economische parameter. In een enkel geval wordt een toelichting gegeven op de financieel-economische parameters. Het volgende hoofdstuk geeft een overzicht van de gebruikte financieel-economische aannames.

5.1 Windenergie

5.1.1 Wind onshore

In oktober 2007 staan in Nederland zo'n 1900 turbines opgesteld, met een totaal vermogen van circa 1800 MW_e. Het aantal nieuwe initiatieven dat in 2006 een aanvraag heeft gedaan voor een MEP-beschikking is aanzienlijk. Op basis hiervan is nog een paar honderd MW te verwachten in 2007 en 2008¹¹. In het coalitie-akkoord van januari 2007 en in het werkplan Schoon en Zuinig heeft de overheid aangegeven de komende jaren in te willen zetten op een zeer sterke groei van windenergie op land, waarbij het opgesteld vermogen in de komende vier tot zes jaar moet zijn toegenomen tot 4000 MW_e.

Technisch-economische parameters

Op basis van leereffecten is de verwachting dat investeringskosten in de loop van de tijd zullen dalen. In de afgelopen jaren hebben leereffecten wel degelijk invloed gehad op de productiekosten van turbines, maar dit komt voorsnog niet naar voren in de verkoopprijs. Enerzijds is dit te wijten aan de ontwikkeling van nieuwe concepten met grotere turbines en hogere masten, en anderzijds is het een gevolg van marktwerking. Er is een sterke stijging in de vraag naar grote turbines zichtbaar. In de eerste helft van 2006 is de gemiddelde geïnstalleerde turbine groter dan 2 MW_e bij een van hoogte van 80 meter. Als referentieturbine gebruiken we voor de berekeningen een turbine van 3 MW_e.

¹¹ Zie bijlage bij de brief van de Minister van Economische Zaken aan de Tweede Kamer, d.d. 06 september 2006.

Op de internationale markt (met name in China en de Verenigde Staten) is de vraag naar windturbines door hoge energieprijzen sterk gestegen. Levertijd van windturbines zijn nog steeds lang - tot wel twee jaar - en prijsdalingen blijven vooralsnog uit. Daarnaast is er (tijdelijk) sprake van een hogere prijs voor koper en staal. De investeringskosten liggen tussen 1050 en 1250 €/kW_e, met een referentiewaarde van 1100 €/kW_e. Aankooporders voor een enkele turbine zijn op korte termijn niet of nauwelijks te plaatsen bij producenten, daarom hebben deze investeringskosten betrekking op grotere orders.

Het onderhoudsrisico voor ondernemers is sinds enige tijd beter af te dekken door nieuwe all-in lange termijn garantie-, onderhouds- en verzekeringscontracten. De totale onderhouds- en bedrijfskosten zijn met 30 tot 50 €/kW_e echter niet gewijzigd en de referentiecasse blijft op 39 €/kW_e, wat representatief geacht wordt voor 3 MW turbines. De onbalanskosten liggen rond de 10% tot 15% van de APX day-ahead marktprijzen, en hebben als referentiewaarde 0,6 ct/kWh gebaseerd op een lange termijn elektriciteitsprijs van 5 tot 6 ct/kWh (Wakker *et al.*, 2006).

Het maximale aantal vollasturen dat in aanmerking komt voor subsidie wordt door EZ bepaald. De laatste jaren is het aantal vollasturen van turbines toegenomen. De twee hoofdoorzaken zijn: (1) het specifiek vermogen (W/m²) van de windturbines is afgenomen en (2) de gemiddelde ashoogte van de windturbines is toegenomen. Daarbij komt dat de meeste windprojecten in Nederland in de windrijkere delen worden gerealiseerd. EZ heeft ECN/KEMA daarom verzocht bij de bepaling van het aantal vollasturen beter aan te sluiten bij deze praktijk. Op basis daarvan is een maximaal aantal vollasturen van 2200 per jaar aangenomen voor de berekeningen.

Tabel 5.1 *Technisch-economische parameters wind onshore*

		2006-2007	2008-2009
Investeringskosten	[€/kW _e]	1100	1100
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	2000	2200
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e]	39	39
Onbalanskosten	[ct/kWh]	0,6	0,6

Financieel-economische parameters

In Nederland was tot kort geleden onder de MEP-regeling financiering tot nagenoeg 100% vreemd vermogen mogelijk op windrijke locaties. Verlenging van de subsidieduur vereist een langere financiering en door toegenomen onzekerheid over inkomsten en kosten, wordt mogelijk een groter deel eigen vermogen gevraagd. Aan de andere kant is er zoveel ervaring met wind op land dat het niet als risicovol kan worden aangemerkt. Als gemiddelde wordt in deze studie daarom vastgehouden aan financiering op basis van 90% vreemd vermogen.

5.1.2 Wind offshore

In Nederland komen de eerste offshore windparken van de grond. Het windpark OWEZ/NSW (108 MW_e) is in bedrijf. Het geplande Q7-WP (120 MW_e) wordt naar verwachting begin 2008 in bedrijf genomen.

Er is veel animo voor ontwikkeling van windparken op zee. Sinds mei 2005 is de ontwikkeling van nieuwe projecten op het gebied van wind op zee (tijdelijk) tot stilstand gekomen. Het kabinet heeft in het kader van de beoordeling van het werkplan Schoon en Zuinig aangegeven dat er in 2009 ruimte is voor zo'n 200 MW aan nieuw windvermogen op zee (Menkveld *et al.*, 2007).

Technisch economische parameters

De spreiding in investeringskosten voor wind op zee is groot, met bedragen van 1650-2500 €/kW_e die verband houden met projectspecifieke aspecten zoals weer- en golfomstandigheden,

waterdiepte en afstand tot de kust. Netaansluitingskosten van ca. 250 €/kW_e, zijn inbegrepen in de investeringskosten. Nieuwe windparken in Nederland moeten verder uit de kust worden gebouwd dan OWEZ/NSW, wat effect heeft op de investeringskosten. Op grond van recent geweigerde vergunningen bestaat onduidelijkheid of nieuwe parken net buiten de 12 mijlszone, zoals Q7-WP, gebouwd kunnen worden. Ondanks het feit dat snel ervaring wordt opgebouwd die zich vertaalt in beter inzicht in de risico's en lagere kosten, heerst er nog grote onzekerheid in de offshore windsector. Buitenlandse projecten hebben een langere aanlooptijd dan voorzien en kosten lopen op door sterk stijgende grondstofkosten (staalprijzen).

Er is in de markt nog geen duidelijkheid over de kosten van wind offshore. Voor nieuwe projecten in Nederland wordt een investeringsniveau van 2200 €/kW_e gehanteerd voor projecten op de 12 mijlszone (12 mijl komt overeen met circa 20 km). Voor parken op 40 kilometer afstand tot de kust is een investeringsniveau aangenomen van 2500 €/kW_e. Op het ogenblik zijn er ook claims dat de prijzen veel hoger liggen (zelfs tot 3000 €/kW_e). Gezien deze onzekerheid is het aan te bevelen om tegen de tijd dat er een tender wordt uitgeschreven voor een volgend park, te zorgen voor een actuele inschatting van de investerings- en operationele kostenparameters.

Voor O&M-kosten is een range bepaald van ca. 55 tot 90 €/kW_e op basis van (DOWEC, 2003). Geadviseerd wordt om voor O&M-kosten uit te gaan van 80 €/kW_e voor een park op 40 kilometer afstand, en 60 €/kW_e voor een park net buiten de 12 mijlszone.

Het aantal vollasturen voor een offshore-windproject voor de Nederlandse kust hangt niet alleen af van het windregime, maar is verder te beïnvloeden door de bedrijfsmatige keuze voor rotordiameter en ashoogte. Daarnaast hangt het aantal vollasturen sterk af van de technische beschikbaarheid van het windpark. Voor de berekening van het basisbedrag wordt 3650 vollasturen gehanteerd, dat als representatief kan worden gezien voor de locaties verder op zee, buiten de 12-mijls zone. Op 40 kilometer afstand tot de kust zullen molens gedurende onderhoud naar verwachting iets langer buiten bedrijf blijven, waardoor voor die parken de bedrijfstijd is gewijzigd tot 3350 vollasturen per jaar.

Tabel 5.2 *Technisch-economische parameters wind offshore*

		2006-2007	2008-2009 (20 km)	2008-2009 (40 km)
Investeringskosten	[€/kW _e]	2000	2200	2500
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	3350	3650	3350
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e]	80	60	80
Onbalanskosten	[ct/kWh]	0,6	0,4	0,4

Financieel-economische parameters

Slechts enkele van de Europese offshore-projecten worden rechtstreeks door banken gefinancierd. De meeste projecten zijn ontwikkeld door consortia waarin fabrikanten een grote rol spelen. Deze constructies hebben als nadeel dat er veel risico gelopen wordt en stagnatie kan plaatsvinden vanwege beperkt beschikbaar kapitaal: de meeste fabrikanten kunnen niet meer dan een park tegelijk op de balans financieren. De verwachting is dat fabrikanten in de nabije toekomst geen rol meer zullen spelen in de financiering van offshore wind.

Offshore-windprojecten zijn voor investeerders risicovol. Door de omvang van de parken (van enkele honderden miljoenen euro), in combinatie met het aanzienlijke risico, zijn de projecten te groot voor reguliere projectfinanciering. De markt heeft nog geen goede inschatting kunnen maken van de optimale financieringsvorm. Waarschijnlijk zal de komende jaren blijken op welke manier de verwachte groei gefinancierd kan worden.

Op basis van het hoge risico van offshore-windprojecten en onduidelijkheid over geschikte financieringsmethoden, is de referentiewaarde voor het eigen vermogen (equity share) aangepast

naar 50%. De EIA levert tevens voor een park met 2500 €/kW_e voor 90% van de investeringskosten aftrek op¹².

5.2 Biomassa: grootschalige inzet in centrales

In Nederland wordt een groot deel van de duurzame elektriciteit opgewekt door het bij- en meestoken van zuivere biomassa in gas- en kolencentrales. Voor 2005 was dit naar schatting 50% van de totale duurzame elektriciteitsproductie. Door de snelle stijging van de duurzame elektriciteitsproductie in deze categorieën begin 2005 en het daarmee gemoeide budgetbeslag is het tarief voor nieuwe projecten sinds 10 mei 2005 door het Ministerie van Economische Zaken op 0,0 ct/kWh gezet.

Bij de invoering van de MEP-regeling in 2003 is overeengekomen dat voor bestaande projecten een tariefherijking zou komen vanaf 1 juli 2006. Vooruitlopend op deze herijking is in september 2005 het advies inzake bij- en meestook projecten (De Vries et al., 2005a) uitgebracht. De tarieven voor bestaande projecten zijn per 1 juli 2006 substantieel omlaag gegaan naar 2,5 ct/kWh voor meestook van biomassa, uitgezonderd schoon hout. Voor het meestoken van schoon hout (pellets) geldt met ingang van 1 juli 2006 een subsidiebedrag van 6,1 ct/ kWh en voor bijstoken op basis van vergassing geldt een subsidiebedrag¹³ van 5,3 ct/kWh.

Naar aanleiding van snelle en omvangrijke ontwikkelingen op het gebied van de inzet van bio-olie in centrales is in de tweede helft van 2005 door ECN en KEMA een onderzoek uitgevoerd naar bij- en meestook in centrales. Dit onderzoek (De Vries et al., 2005a), dat in oktober 2005 ter consultatie aan de markt is voorgelegd, wordt als uitgangspunt genomen voor een inschatting van de technisch-economische parameters.

Voor de meeste centrales is de milieuvergunning de beperkende factor voor de hoeveelheid biomassa die kan worden meegestookt. In de eerste helft van 2006 was het MEP-tarief voor bestaande projecten gunstig ten opzichte van de verhouding tussen fossiele en biomassa brandstofprijzen. Producenten hebben geanticipeerd op de tariefdaling en het inzetpatroon was begin 2006 hoog, waarna het in de tweede helft substantieel is afgenomen.

Het meestoken van palmolie in elektriciteitscentrales is in de tweede helft van 2006 sterk onder druk komen te staan. Milieuorganisaties hebben gewezen op de mogelijke schadelijke effecten van palmplantages in Maleisië en Indonesië en palmolie is de inzet geweest van een directe publiciteitscampagne tegen een van de grote elektriciteitsbedrijven, zie ook (UNEP, 2007). Naar aanleiding van deze actie is de inkoop van palmolie stilgezet en heeft een onafhankelijke commissie onderzoek gedaan naar de mogelijkheden om tot een gegarandeerde ketenduurzaamheid te komen (Commissie Blok, 2007).

Bepaling van het basisbedrag voor meestookopties

Merk op dat de gemiddelde kostprijs van biomassameestook wordt bepaald ten opzichte van de primaire brandstof van de centrale. Dat heeft als gevolg dat het basisbedrag niet meer gecorrigeerd hoeft te worden voor elektriciteitsopbrengst of fossiele brandstofkosten. Het subsidiebedrag kan direct worden gebaseerd op het basisbedrag.

Meestookopties zijn kapitaalextensief en de hoogte van het basisbedrag is voor een groot deel gebaseerd op de fossiele brandstofprijzen. Deze fossiele brandstofprijzen worden vooraf ingeschat en er wordt niet jaarlijks gecorrigeerd voor fluctuaties in de prijs van primaire of biomassa-brand-

¹² De EIA-regeling heeft in aanmerking komende investeringskosten geplafonneerd tot 2250 €/kW_e. De investeringskosten nemen echter toe naarmate een park verder van de kust afgeplaatst wordt. Hierdoor zal het 40-kilometer-referentiepark boven de EIA-grens van 2250 €/kW_e investeringskosten overstijgen.

¹³ ECN/KEMA adviseren alleen over de subsidiebasis. Het door EZ bepaalde subsidiebedrag kan van de geadviseerde subsidiebasis afwijken. In Tabel 7.1 zijn deze getallen daarom niet terug te vinden.

stof. Waar bij de kapitaalintensieve opties het subsidiebedrag wordt bepaald op basis van de ex-post onrendabele top (zie 3.2), geldt voor biomassameestook nog steeds de ex-ante onrendabele top. Een groot verschil met de oude MEP regeling is echter wel dat de subsidiebeschikking maar vier jaar loopt, waardoor ernstige afwijking tussen de inschatting en realisatie wordt beperkt.

Financieel-economische parameters

Gegeven het risico van biomassaprijswijzigingen en het technische risico van meestoken, is evenals in voorgaande adviezen uitgegaan van een aandeel eigen vermogen van 33%, met een rendement van 12%. Er is geen mogelijkheid tot groenfinanciering, waardoor een rendement op vreemd vermogen van 6% is aangenomen.

Innovaties en trends

Er is in de markt interesse voor torrefactie. Torrefactie is het bewerken van veelal vervuilde biomassastromen om tot een product te komen dat weliswaar duurder is, maar een hogere energetische waarde heeft en in een hoger percentage is mee te stoken. Torrefactie is mogelijk een optie om de kosten van biomassa bij transport over grote afstanden te verlagen. Dit kan op kleine schaal, maar zeker ook op grotere schaal in kolencentrales. Invoering bij centrales voor 2009 wordt niet verwacht.

5.2.1 Meestook bio-olie in gascentrales

Hoewel het onwaarschijnlijk is dat er nieuwe beschikkingen worden afgegeven voor het meestoken van palmolie in gascentrales, wordt in deze paragraaf het basisbedrag voor deze optie ge-update. Brandstofprijzen zijn gebaseerd op actuele marktgegevens en de technisch-economische parameters voor bij- en meestook zijn overgenomen uit de studie van 2005 (De Vries et al., 2005a). Bij de bepaling van het basisbedrag voor het meestoken van palmolie in gasgestookte centrales worden dezelfde financieel-economische parameters gehanteerd als in het advies van september 2005 (De Vries et al., 2005a) met als uitzondering de (vermeden) brandstofkosten, zie Tabel 5.3.

Tabel 5.3 *Technisch-economische parameters palmolie in een centrale*

		2006-2007	2008-2009
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	5	5
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	1800	1800
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh _e]	0,05	0,05
Overige operationele kosten	[ct/kWh _e]	0,2	0,2
Energie-inhoud secundaire brandstof	[GJ/ton]	36,7	36,7
Brandstofkosten	[€/ton]	345	500
Elektrisch rendement	[%]	36,7	36,7
Energie-inhoud primaire brandstof	[MJ/m ³]	31,65	31,65
Vermeden brandstofkosten	[ct/m ³]	18	20
Effectiviteit brandstofsubstitutie	[%]	90,4	90,4

5.2.2 Meestook houtpellets in een kolencentrale

Bij de bepaling van het basisbedrag voor het meestoken van houtpellets in kolengestookte centrales worden dezelfde financieel-economische parameters gehanteerd als in het advies van september 2005 (De Vries et al., 2005b) met als uitzondering de (vermeden) brandstofkosten, zie Tabel 5.4.

Tabel 5.4 *Technisch-economische parameters meestook houtpellets in een kolencentrale*

		2006-2007	2008-2009
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	220	220
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	7250	7250
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh _e]	0,20	0,20
Overige operationele kosten	[ct/kWh _e]	0,80	0,80
Energie-inhoud secundaire brandstof	[GJ/ton]	17,5	17,5
Brandstofkosten	[€/ton]	102	115
Elektrisch rendement	[%]	37,5	37,5
Energie-inhoud primaire brandstof	[GJ/ton]	29,3	29,3
Vermeden brandstofkosten	[€/ton]	53,5	60
Effectiviteit brandstofsubstitutie	[%]	93,3	93,3

5.2.3 Meestook agroresidue in kolencentrales

Bij de bepaling van het basisbedrag voor het meestoken van agroresidue in kolengestookte centrales worden dezelfde financieel economische parameters gehanteerd als in het advies van september 2005 (De Vries et al., 2005a) met als uitzondering de (vermeden) brandstofkosten, zie Tabel 5.5.

Tabel 5.5 *Technisch-economische parameters meestook agroresidu in kolencentrales*

		2006-2007	2008-2009
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	220	220
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	7250	7250
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh _e]	0,4	0,4
Overige operationele kosten	[ct/kWh _e]	0,8	0,8
Energie-inhoud secundaire brandstof	[GJ/ton]	12	14
Brandstofkosten	[€/ton]	42	50
Elektrisch rendement	[%]	37,5	37,5
Energie-inhoud primaire brandstof	[GJ/ton]	29,3	29,3
Vermeden brandstofkosten	[€/ton]	53,5	60
Effectiviteit brandstofsubstitutie	[%]	93,3	93,3

5.2.4 Bijstook biomassa door vergassing

Deze categorie is niet opgenomen in het onderzoek, omdat de kans verwaarloosbaar klein is dat dergelijke installaties in 2008 of 2009 in bedrijf zal komen.

5.3 Biomassa: inzet in zelfstandige installaties

In de afgelopen jaren is de interesse voor kleinschalige projecten op basis van bio-energie sterk toegenomen. Er zijn drie techniek-brandstofcombinaties te onderscheiden die op grote schaal kunnen worden toegepast. Daarnaast bestaan ook mogelijkheden op basis van innovatieve technieken of beperkte (rest)stromen. Deze laatste mogelijkheden kunnen (nog) niet worden gebruikt voor het bepalen van het basisbedrag omdat ze niet als representatief worden aangemerkt.

Techniek-brandstof combinaties

Voor het basisbedrag voor zelfstandige biomassa-installaties geldt een grote spreiding, zowel vanwege de volatiliteit van de brandstofinput als vanwege de verscheidenheid aan installaties dat binnen deze categorie valt. Er zijn globaal drie techniek-brandstofcombinaties te onderscheiden die in 2008-2009 op voldoende grote schaal kunnen worden gerealiseerd.

- Verbranding van bio-olie in dieselmotoren.

- Verbranding van zuivere biomassa waaronder afvalhout en knip- en snoeihout.
- Vergisting en covergisting met toepassing van biogas in gasmotoren.

Recente ontwikkelingen

Het afgelopen jaar is vooral veel aandacht geweest voor projecten op basis van (co)vergisting bij agrarische bedrijven. Deze ontwikkeling wordt gestimuleerd door het ministerie van LNV, onder andere door het opstellen van een 'positieve lijst' van co-substraten. Voordat de MEP-tarieven op nul gezet zijn, was er sprake van enkele honderden vergistinginitiatieven voor de komende jaren, terwijl er in 2005 slechts enkele tientallen vergisters in Nederland waren opgesteld. Typische vergistinginstallaties op basis van het mestaanbod van één bedrijf zullen zelden groter zijn dan 750 kW_e.

Ook het gebruik van bio-olie is toegenomen. Ten eerste zijn er kleine installaties tot 5 MW_e, die vooral gedimensioneerd zijn op de warmtevraag van bijvoorbeeld een zwembad of een woonwijk. Daarnaast worden ook enige projecten ontwikkeld waarbij de elektriciteitsvraag van een lokaal netwerk¹⁴ centraal staat en de optimale installatiegrootte wordt begrensd door de 50 MW_e-grens van de MEP-categorie. Onder druk van de sterke stijging in bio-olieprijzen in 2007 is de rentabiliteit van projecten onder druk komen te staan. Initiatieven in de voorbereidingsfase kunnen mogelijk niet rendabel worden ontwikkeld. Ook de publiciteit over biomassa duurzaamheid heeft er voor gezorgd dat ondernemers zich wat terughoudend opstellen.

De ontwikkeling van bio-WKK-installaties in de glastuinbouw is beperkt. Het gebruik van WKK-installaties neemt door de hoge energieprijzen sterk toe, maar in tegenstelling tot eerdere geluiden zijn het vooral concepten op basis van een gasmotor en niet op basis van een dieselmotor met bio-olie.

Er zijn in Nederland twee initiatieven voor de verbranding van kippenmest in een zelfstandige installatie, waarvan één project de voorbereidingen rond heeft. Er zijn op korte termijn geen andere initiatieven te verwachten vanwege de onzekerheid over beschikbaarheid van kippenmest. Wat betreft brandstofinzet en economische dynamiek vallen deze projecten onder de verbranding van schone biomassa.

Innovaties en trends

Er wordt gesproken over grote biomassacentrales, tot een vermogen van 300 MW_e. Deze centrales moeten zeer flexibel zijn in de brandstofkeuze, vergen omvangrijke investeringen en een omvangrijke hoeveelheid biomassa. Hoewel technisch mogelijk zijn dergelijke projecten organisatorisch en logistiek complex.

In verband met mogelijk structureel hoge aardgasprijzen is het niet ondenkbeeldig dat decentrale kolencentrales meer in zwang zullen komen. Dergelijke installaties hebben een vermogen van 100 tot 200 MW_{th} en zijn in staat tot 60 MW_e te leveren. Het is relatief eenvoudig om met deze installaties biomassa mee te stoken.

Financieel-economische parameters

Voor de onderstaande zelfstandige biomassaprojecten is op basis van het risico gerekend met 20% eigen vermogen met een rendement op eigen vermogen van 15%. Dit komt neer op een projectrendement van 7%. Met name gezien de onzekerheid van de biomassa-brandstofkosten is dit een redelijk rendement.

¹⁴ Bijvoorbeeld lokale netwerken van energie-intensieve industrieën.

5.3.1 Bio-olieverbranding <10 MW_e

Het gebruik van bio-olie voor het opwekken van elektriciteit gebeurt altijd in een WKK-installatie. De warmte kan worden ingezet voor kleinschalige industriële toepassingen maar ook voor ziekenhuizen, zwembaden of stadsverwarming. De optimale grootte van een zogenaamde bio-WKK wordt bepaald door de afzetmogelijkheden van de warmte, waardoor het elektrisch vermogen zelden boven de 5 MW_e uit komt.

Technisch-economische parameters

De investerings- en onderhoudskosten zijn gebaseerd op bedragen uit een recente studie (De Vries et al., 2005c). Investeringskosten liggen tussen 1100 en 1500 €/kW_e en operationele kosten liggen tussen 150 en 250 €/kW_e. Het aantal vollasturen dat met een installatie kan worden gehaald is hoog, 7500-8200, waarbij in voorkomende gevallen de leverancier garantie geeft op minimale bedrijfstijd. Referentie is zoals vorig jaar 7500 voor bedrijfsvoering in basislast.

Installaties onder 10 MW_e, die zijn gedimensioneerd op de warmtevraag en hebben een elektrisch rendement van maximaal 42%. Het thermisch rendement ligt tussen de 30 en 40%, met een referentiewaarde van 30%. Omdat er geen warmte nodig is voor het proces zelf, wordt er vanuit gegaan dat alle warmte kan worden afgezet.

Tabel 5.6 *Technisch-economische parameters bio-olie <10 MW_e*

		2006-2007	2008-2009
Investeringskosten	[€/kW _e]	-	1250
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	-	7500
Vaste O&M-kosten	[ct/kW _e]	-	150
Energie-inhoud	[GJ/ton]	-	36,7
Brandstofkosten	[€/ton]	-	600
Elektrisch rendement	[%]	-	42
Thermisch rendement	[%]	-	30
Vermeden brandstofkosten (gas)	[ct/m ³]	-	18

5.3.2 Bio-olieverbranding 10-50 MW_e

Naast kleine installaties met warmte-kracht koppeling (WKK), die vooral zijn gedimensioneerd op de warmtevraag, bestaan er ook initiatieven om op grote schaal warmte en elektriciteit op te wekken met bio-olie. Het gaat hierbij om projecten op basis van één of meer dieselmotoren met een nageschakelde stoomcyclus of ORC¹⁵. Als brandstof wordt deels geraffineerde palmolie gebruikt of palmstearine, maar ook bio-olie op basis van dierlijk vet is mogelijk. In vergelijking tot de inzet van palmolie in gasgestookte centrales gelden hier hogere eisen aan de brandstof, met name daar waar het de zuurgraad van de bio-olie betreft.

De meest rendabele projecten zijn onder te verdelen in pieklastinstallaties (stroom of warmte) van tussen de 10 en 30 MW_e en basislastinstallaties van net tegen de categoriegrens van 50 MW_e. Vanwege de hogere rentabiliteit wordt de basislastinstallatie als referentie gehandhaafd. De technisch-economische parameters van een 50 MW_e-bio-WKK-installatie zijn in 2005 onderzocht en op basis van een marktconsultatie geverifieerd. De resultaten hiervan zijn te vinden in (Van Tilburg et al., 2005) en (De Vries et al., 2005b). Er is geen reden om aan te nemen dat zich substantiële wijzigingen in de investeringskosten hebben voorgedaan.

¹⁵ Een Organic Rankine Cycle (ORC) werkt op vergelijkbare wijze als een stoomcyclus, maar dan op basis van lagere temperaturen. Het is vooralsnog een innovatief en duur concept dat niet algemeen gangbaar is.

Tabel 5.7 *Technisch-economische parameters bio-olie 10-50 MW_e*

		2006-2007 ¹⁶	2008-2009
Investeringskosten	[€/kW _e]	1100	1100
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	7500	7500
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e]	100	100
Overige operationele kosten ¹⁷	[€/kWh _e]	0,0034	0,0034
Energie-inhoud	[GJ/ton]	36,7	36,7
Brandstofkosten	[€/ton]	400	600
Elektrisch rendement	[%]	48	48
Thermisch rendement	[%]	10	10
Vermeden brandstofkosten (gas)	[ct/m ³]	18	18

5.3.3 Houtverbranding <10 MW_e

Binnen de groep kleinschalige projecten voor biomassaverbranding wordt houtverbranding als referentie gebruikt. Voor dit soort installaties is het aantrekkelijk om gebruik te maken van houtzaagsel en knip- en snoeihout uit de directe omgeving. Omdat deze biomassa relatief schoon is en niet als afval wordt aangemerkt, hoeft geen vergaande rookgasreiniging plaats te vinden.

Technisch-economische parameters

Kleinschalige houtverbrandingsinstallaties van circa 5 MW_e hebben hoge investeringskosten van tussen 3500 en 6000 €/kW_e, met 4000 €/kW_e als referentie. De bijbehorende O&M-kosten worden aangenomen op 225 €/kW_e. Vollasturen zullen tussen 7000 en 7500 liggen, met 7500 uur per jaar als referentie.

Kleine installaties kunnen een elektrisch rendement halen tussen 20 en 22% en een thermisch rendement van 35 tot 37%. Voor de referentiecase wordt een elektrisch rendement van 22% aangehouden bij een thermisch rendement van 35%.

Tabel 5.8 *Technisch-economische parameters houtverbranding <10 MW_e*

		2006-2007	2008-2009
Investeringskosten	[€/kW _e]	4000	4000
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	7500	7500
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e]	400	225
Energie-inhoud	[GJ/ton]	10	7
Brandstofkosten	[€/ton]	40	20
Elektrisch rendement	[%]	20	22
Thermisch rendement	[%]	35	35
Vermeden brandstofkosten (gas)	[ct/m ³]	18	18

5.3.4 Houtverbranding 10-50 MW_e

Naast kleinschalige projecten op basis van houtverbranding is het ook mogelijk op grotere schaal te opereren. Het is te verwachten dat deze installaties op houtafval zullen draaien, omdat transportkosten schonere houtstromen zoals knip- en snoeihout al snel te duur maken. De investeringskosten en operationele kosten zijn vanwege schaalgrootte afwijkend van de kleinschalige verbrandingsprojecten.

¹⁶ Waarden zijn niet in 2004 maar in 2005 ge-update, zie De Vries et al., (2005b).

¹⁷ NO_x-emissierechten.

Technisch-economische parameters

Houtverbrandingsinstallaties van circa 30 MW_e hebben investeringskosten van circa 3100 €/kW_e en bijbehorende O&M-kosten worden aangenomen op 175 €/kW_e. Vollasturen zullen tussen 7000 en 7500 liggen, met 7500 uur per jaar als referentie. Ten opzichte van het advies van 2006-2007 is de referentiecasse gewijzigd: in plaats van knip-en snoeihout en zaagsel wordt nu aangenomen dat houtafval wordt ingezet. De investeringskosten stijgen doordat bij de aangepaste brandstofkeuze een uitgebreidere rookgasreiniging noodzakelijk is.

Bij grote installaties is een elektrisch rendement te halen van circa 30%. Omdat het hier gaat om grote installaties wordt het thermisch rendement op 0% gezet, omdat het moeilijk is om de vrijgekomen warmte nuttig in te zetten.

Tabel 5.9 *Technisch-economische parameters houtverbranding 10-50 MW_e*

		2006-2007	2008-2009
Investeringskosten	[€/kW _e]	2900	3100
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	7500	7500
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e]	250	175
Energie-inhoud	[GJ/ton]	10	14
Brandstofkosten	[€/ton]	40	21
Elektrisch rendement	[%]	30	30
Thermisch rendement	[%]	0	0
Vermeden brandstofkosten (gas)	[ct/m ³]	18	18

5.3.5 Vergisting <10 MW_e

Het aantal projecten en initiatieven rond covergisting van mest is in het afgelopen jaar sterk toegenomen. Er zijn als functie van schaalgrootte globaal drie categorieën te onderscheiden voor vergisters.

- *Boerderijschaal klein*: covergisting van mest, met een installatie tot circa 200 kW_e elektrisch vermogen. De grondstoffen, zowel mest als co-substraat worden betrokken van het eigen bedrijf. De schaalgrootte is daardoor beperkt en installaties zijn niet MER-plichtig. Realisatie is relatief eenvoudig binnen het bestaande bouwblok van het bedrijf. De installatie wordt bedreven in eigen beheer.
- *Boerderijschaal groot*: covergisting van mest, met een installatie van circa 300 tot 750 kW_e. De grondstoffen worden aangetrokken van eigen bedrijf en vaak ook daarbuiten. Het aandeel co-substraat kan oplopen tot 50% en bij de optimalisatie van installatie wordt rekening gehouden met biogasproductie en mestverwerking. De maximale capaciteit is doorgaans circa 750 kW_e, maar kan oplopen tot de MER-grens van 30 000 ton per jaar. Inpassing binnen het bestaande bouwblok is vaak niet zonder meer mogelijk en ontheffing moet worden aangevraagd.
- *Grote vergistingssystemen*: Vergisting van biogene grondstoffen, mogelijk in combinatie met mest. Deze systemen zijn groot van schaal, vanaf 1,5 MW_e, oplopend tot 5 MW_e met een capaciteit tot circa 200 000 ton per jaar. De kostenstructuur is wezenlijk anders dan bij kleinere installaties. Door schaalgrootte is het ook rendabel om het digestaat zodanig verweken, dat hiervoor geen afvoerkosten hoeven worden betaald. Daarnaast kan met co-substraten worden gewerkt die voorbehandeling vereisen. De grote vergisters hebben veelal een sterk innovatief karakter door de unieke combinatie van grondstof en techniek.

Technisch-economische parameters

Een professioneel beheerde vergistinginstallatie kan zo'n 7000 tot 7500 vollasturen per jaar draaien, met de kanttekening dat wanneer een installatie biologisch uit balans raakt, het herstel een aanzienlijke tijd kan duren. Voor vergisting dient een installatie van zo'n 600 kW_e als referentie. De investeringskosten hangen sterk af van de schaalgrootte van de installatie en liggen

tussen de 2000 en 2750, met 2500 €/ kW_e als referentie. De vaste onderhoudskosten liggen tussen 125 en 250 €/ kW_e, met 200 €/ kW_e als referentie. Voor kleine installaties liggen de kosten hoger.

Er is een grote variatie in grondstoffen voor vergisters op boerderijschaal, waarbij het aandeel mest groot, maar ook zeer gering kan zijn. Vooral in Duitsland bestaan vergisters die vrijwel alleen op maïs draaien. Voor de Nederlandse situatie is het aannemelijk dat installaties voor meer dan de helft dierlijke mest gebruiken, aangevuld met co-substraat zoals kuilmaïs en kuilgras.

Het eindproduct van een vergister, het digestaat, heeft een betere kwaliteit en een groot aantal voordelen ten opzichte van verse mest. Op termijn kan het zelfs de mogelijkheid bieden het gebruik van kunstmest terug te dringen. Momenteel wordt dit niet onderkend door de markt en de voordelen van digestaat ten opzichte van verse mest laten zich dan ook niet in geld uitdrukken. We nemen aan dat het digestaat ongeveer 80% van de massa van de invoergrondstoffen heeft en moet worden afgevoerd als dierlijke mest.

Ten opzichte van de situatie zonder vergister, spaart een agrarisch ondernemer afvoerkosten uit van de mest die de vergister ingaat. Dit wordt voor het basisbedrag in mindering gebracht: er moet worden gekeken naar de netto afvoerkosten en niet naar de totale afvoerkosten. Bij een verhouding van 50/50 voor mest en co-substraat leidt dit per saldo tot 0,3 ton extra mestafvoer per ton invoergrondstof. Met een mestprijs van 10 €/ton negatief en co-substraatprijs van 25 €/ton positief, zijn de netto brandstofkosten 15,5 €/ton. Bij een verhouding 50/50 is de energie waarde het gemiddelde van mest (1 GJ/ton) en maïs (5,1GJ/ton), wat neerkomt op een energie-waarde van de input van 3 GJ/ton.

Merk op dat grote, industriële vergistinginstallaties gebruik maken van organische reststromen als co-substraat. Deze reststromen zijn veel goedkoper dan kuilmaïs of kuilgras.

Verhouding mest en co-substraat

Bij de samenstelling van het mengsel voor vergisting wordt uitgegaan van een 50/50 verhouding tussen mest en co-substraat. In principe leidt een verhoging van het aandeel co-substraat tot hogere biogasopbrengsten en een betere rentabiliteit. De meststoffenwetgeving stelt echter eisen aan covergisting. In de eerste plaats dient het gebruikte co-substraat vermeld te zijn op de 'positieve lijst' van het ministerie van LNV. Verder mag alleen digestaat afkomstig van mengsels met een aandeel mest van 50% of meer als dierlijke meststof worden vervoerd en verhandeld. Bij een aandeel co-substraat van *meer dan 50%* mag het digestaat alleen op eigen grond worden aangewend, of pas na een RIKILT-ontheffing als dierlijke meststof worden vervoerd en verhandeld. In de praktijk blijkt dat vrijwel alle initiatieven voor agrarische vergisters op basis hiervan kiezen voor een 50/50 verhouding: niet hoger dan 50% co-substraat omdat anders een ontheffing nodig is, niet lager dan 50% omdat daarmee de rentabiliteit omlaag gaat.

De omzetting van een 50/50 mengsel van mest en co-substraat naar elektriciteit en warmte gaat in twee stappen. Eerst wordt biogas gevormd met een energetisch rendement van 67%¹⁸, wat vervolgens met een gasmotor wordt omgezet in elektriciteit en warmte. Een gasmotor heeft een rendement van 40%, wat leidt tot een netto elektrisch rendement van 27%. Het thermisch rendement komt hiermee op 40%. Omdat een deel van de warmte voor het in stand houden van het proces nodig is, gaan we er vanuit dat de helft de geleverde warmte elders kan worden gebruikt. Het is voor projecten op boerderijschaal niet altijd mogelijk om alle warmte af te zetten in de omgeving van de vergistinginstallatie. Bij de berekening wordt de vermeden warmtevraag daarom vertaald in een thermisch rendement van 10%.

¹⁸ Dit komt overeen met 56 Nm³/ton invoer.

Tabel 5.10 *Technisch-economische parameters (co)vergisting <10 MW_e*

		2006-2007	2008-2009
Investeringskosten	[€/kW _e]	-	2500
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	-	7500
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e]	-	200
Energie-inhoud	[GJ/ton]	-	3
Brandstofkosten	[€/ton]	-	15,5
Elektrisch rendement	[%]	-	27
Thermisch rendement	[%]	-	10
Vermeden brandstofkosten (gas)	[ct/m ³]	-	18

Financieel-economische parameters

Het aandeel eigen vermogen dat wordt gevraagd bij de financiering van vergistinginstallaties varieert sterk afhankelijk van het risico en de specifieke omstandigheden en in sommige gevallen kan het project zelfs zonder eigen vermogen worden gefinancierd. De verhouding 80/20 voor debt/equity is een goed uitgangspunt.

Vergistinginstallaties worden vooral gebouwd bij agrariërs, waardoor de EIA-ruimte niet altijd volledig kan worden benut. Er bestaan leaseconstructies waarbij tegen een vergoeding wel de volle aftrek wordt benut. De agrariër heeft in dit geval een EIA-voordeel van zo'n 80%, maar kan op grond van uitspraken van de Europese Commissie binnen de SDE niet gecompenseerd worden voor het kleinere EIA voordeel.

5.4 Afvalverbrandingsinstallaties

De bepaling van het basisbedrag van afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) vindt plaats als functie van het rendement. Onderscheid wordt gemaakt in de volgende cases¹⁹:

- Standaard AVI, bruto rendement 23,0%.
- AVI met een opgevaardeerd rendement, bruto rendement 28,5%.
- AVI met een hoog rendement, bruto rendement 31,5%.

Bij de bepaling van het basisbedrag worden dezelfde financieel-economische parameters gehanteerd als in het advies van november 2004 (Van Sambeek et al., 2004b) met als uitzondering de Elektriciteitsprijs, zie tabel 5.12. Ter vergelijking zijn in tabel 5.11 de technisch-economische parameters opgenomen zoals gehanteerd bij het advies 2006-2007. De berekeningswijze en de daaraan ten grondslag liggende overwegingen zijn ongewijzigd ten opzichte van het advies van november 2004. De berekening van de case AVI met een laag rendement is niet meer uitgevoerd omdat de realisatie van een dergelijke installatie niet meer mogelijk wordt geacht gezien de stand van zaken regelgeving vergunningverlening ('BAT Reference Documents' ofwel BREFs voor afvalverbrandingsinstallaties).

Bij de bepaling van de technisch-economische parameters wordt, tenzij anders vermeld, uitgegaan van een AVI die alleen elektriciteit opwekt. Tot welke case een AVI behoort wordt echter ook bepaald door de mate van warmte levering. Bij de berekening van het rendement wordt de EIA methodiek gehanteerd waarbij de levering van warmte voor 2/3 deel mee telt.

De investeringskosten bij AVI's zijn de afgelopen jaren gestegen. Bij de bepaling van de investeringskosten zijn de begrotingen die destijds ten grondslag lagen aan het advies aangepast aan de huidige inzichten. Daarbij is in het conceptadvies gebruik gemaakt van informatie uit openbare bronnen. Bij de case AVI met een hoog rendement is de verwachting dat dit rendement

¹⁹ De cases zijn gedefinieerd als functie van het bruto rendement, waarbij het nuttig gebruik van warmte voor 2/3 wordt meegeteld. Het netto rendement ligt 2%punt lager als gevolg van het elektrisch eigen verbruik dat samenhangt met de verwerking van het afval en komt voornamelijk voor rekening van de rookgasreiniging.

mede gerealiseerd zal worden door de levering van warmte aan derden. Het nominale elektrisch rendement is lager dan 31,5% bruto. De verwachte operationele en onderhoudskosten zullen daardoor eveneens lager zijn en in de zelfde orde van grootte liggen als bij de case ‘Upgrade AVI’.

Tabel 5.11 *Technisch-economische parameters afvalverbrandingsinstallaties 2006-2007*

Installatietype (rendement)		Standaard	Upgrade	Hoog
Investeringskosten	[€/kW _e]	2080	2080	2370
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	8080	7800	7500
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh _e]	1,2	1,3	1,4
Energie-inhoud	[GJ/ton]	10	10	10
Brandstofkosten	[€/ton]	0	0	0
Elektrisch rendement (bruto)	[%]	23,0	28,5	31,5

Financieel-economische parameters

Voor afvalverbrandingsinstallaties is gerekend met een eigen vermogen van 33% en een rendement op dit eigen vermogen van 12%. Dit komt overeen met 8% rendement voor het hele project.

Tabel 5.12 *Technisch-economische parameters afvalverbrandingsinstallaties 2008-2009*

Installatietype (rendement)		Standaard	Upgrade	Hoog
Investeringskosten	[€/kW _e]	2375	2375	2700
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	8080	7800	7500
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh _e]	1,2	1,3	1,3
Energie-inhoud	[GJ/ton]	10	10	10
Brandstofkosten	[€/ton]	0	0	0
Elektrisch rendement (bruto)	[%]	23,0	28,5	31,5

5.5 Zon-PV

Bij fotovoltaïsche zonne-energie (hierna: zon-PV) wordt zonlicht direct omgezet in elektriciteit. Zon-PV wordt op dit moment kosteneffectief ingezet voor autonome toepassingen, waarbij een netaansluiting onevenredig duur zou zijn. Teruglevering van elektriciteit door zogenaamde ‘netgekoppelde systemen’ is nog aanzienlijk duurder dan andere hernieuwbare opties zoals wind en biomassa. Op lange termijn echter, heeft zon-PV de potentie om op een kosteneffectieve manier in een groot deel van de energievraag te voorzien. Recente studies gaan er vanuit dat in Nederland grote netgekoppelde systemen pas na 2030 concurrerend worden (Janssen et al., 2006). Kleine systemen die ‘achter de meter’ het kleinverbruikerstarief krijgen, kunnen wellicht eerder concurreren met andere technieken.

Nederland kende tot 2003 een investeringssubsidie in de vorm van de Energie Premie Regeling (EPR). Onder invloed van deze subsidie is het opgesteld zon-PV vermogen sterk toegenomen. Na de afschaffing van de EPR in 2003 echter, is de aanwas gestagneerd. In 2002 is de onrendabele top van zon-PV berekend op 59,8 ct/kWh²⁰ (Van Sambeek et al., 2002). De MEP-subsidie zoals deze tot 18 augustus 2006 van kracht was, was gemaximeerd op 9,7 ct/kWh. Omdat de MEP-subsidie onvoldoende was om te compenseren voor de onrendabele top, is na 2003 verdere groei uitgebleven. In de SDE-regeling is geen maximaal te subsidiëren bedrag gedefinieerd en het kabinet heeft in haar werkprogramma ‘Schoon en Zuinig: Nieuwe energie voor het kli-

²⁰ De OT uit 2002 is niet direct vergelijkbaar met de waarde zoals in dit rapport wordt gepresenteerd. De waarde uit 2002 is gebaseerd op een systeem dat ‘achter de meter’ staat en daarmee het hoge kleinverbruikerstarief als terugleververgoeding heeft. Daarnaast is in de OT uit 2002 ook rekening gehouden met EPR-investeringssubsidie.

maat' interesse getoond de stimulering van zonne-energie weer op te pakken (VROM, 2007: p26-27).

Netgekoppelde zon-PV-systemen zijn onder te verdelen in kleine systemen, die geïntegreerd zijn in de gebouwde omgeving en grote zonneparken of zonnecentrales met vermogens tot 10 MW_p. Op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken is onderscheid gemaakt in basisbedragen voor een drietal situaties:

- Huishoudens gebouwgeïntegreerd (klein) 0 – 3,5 kW_p
- Kantoorgebouwen gebouwgeïntegreerd (middel) 3,4-15 kW_p
- Grote geïntegreerde systemen (groot) 15-100 kW_p

Zowel het verkrijgen van benodigde vergunningen op grond van de huidige regelgeving als de mate van maatschappelijke acceptatie en ruimtebeslag maken zon-PV-systemen in de gebouwde omgeving aantrekkelijker dan grootschalige zonneparken.

Technisch-economische parameters

Vanwege beperkte ervaring in Nederland is voor het bepalen van kosten en specificaties van zonneparken gekeken naar Duitsland, waar de laatste jaren een groot aantal parken operationeel is geworden. Deze parken geven inzicht in de ontwikkelingen van de meest kale productprijzen, waarbij alle schaafeffecten in de investeringskosten benut kunnen worden. Voor kleinere, geïntegreerde systemen zal enerzijds een meerprijs betaald worden voor de integratie van de PV-systemen, en anderzijds met hogere investeringskosten gerekend worden daar niet alle schaafeffecten benut kunnen worden.

De investeringskosten worden bepaald door de modulekosten en de 'balance-of-system' (BoS) kosten. De investeringen voor een compleet systeem kennen een grote spreiding. Voor een enkel gerealiseerd project zijn de kosten al gedaald tot ca. 3800 €/kW_p, terwijl ook investeringskosten van tegen de 6000 €/kW_p waargenomen zijn. Enige correlatie tussen de subsidiehoogte en de offerteprijs voor PV-systemen lijkt aannemelijk. Bovendien zal bij verkoop via de detailhandel de retailprijs in rekening worden gebracht.

Door de snelle internationale ontwikkelingen is over langere tijd genomen een dalende trend te zien in de kosten. Door krapte in de productiecapaciteit van modules lagen de marktprijzen de afgelopen jaren, met name in 2005-2006, echter wezenlijk hoger dan de kosten. In die zelfde tijd is er fors geïnvesteerd in productiecapaciteit. Naar verwachting zal de krapte in 2008 grotendeels zijn opgelost. Het is aan te nemen dat zonneparken in het vrije veld die in 2008 of 2009 operationeel worden, kunnen worden opgeleverd voor een turn-key prijs van 3800 €/kW_p. (module: 2800 €/kW_p, BoS: 1000 €/kW_p). Voor de geïntegreerde systemen liggen de BoS-kosten circa 500 €/kW_e hoger, waardoor grote geïntegreerde systemen tegen 4300 €/kW_p opgeleverd kunnen worden. Voor de middelgrote en kleinere systemen liggen de kosten nog een fractie hoger (4500 €/kW_p), bijvoorbeeld doordat administratieve kosten als aanmelding voor EnerQ sterker doorwerken in het investeringsbedrag per geïnstalleerd vermogen.

PV-systemen zijn onderhoudsarm. Vanwege de korte tijd dat met de huidige PV-systemen wordt gewerkt is het lastig om te bepalen hoe hoog de O&M-kosten liggen. Er zijn geen indicaties voor nieuwe inzichten in O&M-kosten, daarom blijven de variabele kosten gehandhaafd op de eerder gehanteerde 2,7 ct/kWh (Van Sambeek et al., 2003). Bovenop de O&M-kosten voor de technische installatie zijn ook administratieve kosten, zoals de jaarlijkse bijdrage voor CertiQ, verrekend in het O&M-bedrag. Voor kleine systemen komt het O&M-bedrag hierdoor uit op 3,7 ct/kWh, voor middelgrote systemen op 3,0 ct/kWh.

Het zonaanbod in Nederland is 950 tot 1050 kWh/m², met als referentie 1000 kWh/m². Vertaald naar vollasturen op basis van ervaringscijfers uit Duitsland, komt dit overeen met 775 en 950

vollasturen in Nederland, met als referentie 850 vollasturen. Dit is een significante verbetering ten opzichte van de 775 vollasturen haalbaar in 2003.

De Tweede Kamer heeft opgeroepen²¹ tot het garanderen van een terugleververgoeding van surplus elektriciteit aan het net ter hoogte van het kleingebruikerstarief tot een maximum van 3000 kWh per jaar. De installatiegrootte van de categorie 0-3,5 kW_p is hierop afgestemd. Deze kleine systemen kennen daardoor een gereguleerd tarief waarin onbalanskosten niet in rekening gebracht kunnen worden. De middelgrootte systemen betalen enkel onbalanskosten voor het deel dat zij meer dan 3000 kWh op jaarbasis leveren. Voor grote systemen zijn de onbalanskosten gehandhaafd ten opzichte van het eerdere advies op 0,4 ct/kWh.

In alle gevallen is niet van projectfinanciering uitgegaan, maar van een financieringsconstructie waarbij het systeem als onderpand voor een lening geaccepteerd wordt. Particulieren die kiezen voor kleine systemen tot 3,5 kW_p kunnen de rente voor deze lening aftrekken van de inkomstenbelasting. Met een hypotheekrente van 5,5%, exclusief korting in verband met groenbeleggen à 1%, en een belastingtarief van 41,45%, wordt aangenomen dat een lening kan worden aangegaan tegen netto rentekosten van circa. 2,6%. Voor grotere systemen is aangenomen dat een lening kan worden aangegaan tegen een rente van 5% (inclusief groenbeleggen). De eigenaren van deze systemen kunnen in aanmerking komen voor de EIA.

Tabel 5.13 *Technisch-economische parameters Zon-PV*

		2003	2008 (klein)	2008 (middel)	2008 (groot)
Investeringskosten	[€/kW _e]	4190	4500	4500	4300
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	775	850	850	850
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh _e]	2,7	3,7	3,0	2,7
Onbalanskosten	[ct/kWh _e]	0,6	0,0	0,3	0,4

5.6 Overige categorieën

Voor de categorieën afval- en rioolwaterzuivering, stortgas en kleinschalige waterkracht is het potentieel voor nieuwe projecten in Nederland zeer beperkt. De technisch-economische parameters zijn daarom voor dit advies niet opnieuw onderzocht, maar overgenomen uit het vorige advies (van Tilburg *et al.*, 2006).

AWZI/RWZI

Het aantal projecten dat op het gebied van afvalwaterzuiveringsinstallaties (AWZI) en rioolwaterzuiveringsinstallaties (RWZI) wordt ontwikkeld is beperkt omdat bij de bedrijfsvoering niet het opwekken en gebruiken van bio-energie, maar de noodzaak tot zuivering de drijfveer is. De markt is op dit punt nagenoeg verzadigd. Daar komt bij dat de lozingsnormen voor fosfaat en nitraat strenger worden met als gevolg dat de installaties worden aangepast. De aangepaste techniek levert slib dat minder rijk is aan organisch materiaal en daarmee voor de winning van biogas minder aantrekkelijk.

Stortgas

In Nederland worden naar verwachting geen nieuwe afvalstortplaatsen aangelegd. Ook het storten van brandbaar organisch afval wordt tot een minimum beperkt en ontmoedigt door het heffen van een stortbelasting die hergebruik en afvalverbranding financieel aantrekkelijker maken. Nagenoeg alle mogelijkheden voor het rendabel opwekking van elektriciteit op basis van stortgas zijn dan ook benut.

²¹ Tweede Kamer, vergaderjaar 2003-2004, 29 372, nr. 45

Kleinschalige waterkracht

De locaties in Nederland waar exploitatie van waterkracht rendabel mogelijk is, zijn reeds in het verleden gerealiseerd. In Nederland zijn de mogelijkheden voor uitbreiding van waterkrachtcentrales beperkt.

6. Financieel-economische berekeningsaannames

Tabel 6.1 geeft een overzicht van de financieel-economische aannames die bij de berekening van de basisbedragen worden gebruikt.

Tabel 6.1 *Financieel-economische berekeningsaannames*

	equity share	Rente [%]	Return on equity [%]	Project return [%]	Looptijd lening [jaar]	Economische levensduur [jaar]	Vennootschapsbelasting [%]	EIA [%]
Windenergie								
• Onshore wind	10	5	15	6	15	15	25,5	85
• Offshore wind, 20 km	50	5	15	11	15	15	25,5	100
• Offshore wind, 40 km	50	5	15	11	15	15	25,5	90
Biomassa in centrales								
• Bio-olie in gascentrale	33	6	12	8	4	4	25,5	100
• Houtpellets in kolencentrale	33	6	12	8	4	4	25,5	100
• Agroresidue in kolencentrale	33	6	12	8	4	4	25,5	100
Biomassa (zelfstandige)								
• Bio-olie <10 MW _e	20	5	15	7	10	10	25,5	100
• Bio-olie 10 - 50 MW _e	20	5	15	7	15	15	25,5	100
• Hout <10 MW _e	20	5	15	7	10	10	25,5	100
• Hout 10 - 50 MW _e	20	5	15	7	15	15	25,5	100
• Vergisting <10 MW _e	20	5	15	7	10	10	25,5	100
Afvalverbrandingsinstallaties								
• Standaard rendement	33	6	12	8	15	20	25,5	0
• Upgraded	33	6	12	8	15	20	25,5	0
• Hoog rendement	33	6	12	8	15	20	25,5	0
Zon-PV								
• 0 - 3,5 kW _p	0	2,6	2,6	2,6	15	15	0	0
• 3,5 - 15 kW _p	10	5	15	6	15	15	25,5	100
• 15 - 100 kW _p	10	5	15	6	15	15	25,5	100
Overig								
• RWZI/AWZI	20	5	15	7	15	15	25,5	100
• Stortgas	20	5	15	7	10	10	25,5	100
• Waterkracht	20	5	15	7	15	15	25,5	100

EIA-voordeel

De EIA levert op dit moment een aftrekpost op voor fiscale winst van 44%, met een maximum van €110 mln. Het maximale EIA-voordeel is derhalve de vennootschapsbelasting over €48,4 mln. Met name voor kleinschalige vergistinginstallaties is het niet mogelijk het hele EIA-voordeel te benutten vanwege beperk beschikbare fiscale winst. Door een sale-lease-back con-

structie kan tot 80% van het voordeel ten goede komen van de projecten, waar de producent op basis van uitspraken van de Europese Commissie²² echter niet via de SDE voor gecompenseerd mag worden.

Economische levensduur

De economische levensduur is de tijd, gedurende welke een installatie in gebruik is en inkomsten en operationele kosten genereert. Niet noodzakelijk gelijk aan de subsidieduur.

Rendement op eigen vermogen en projectrendement

Naast vreemd vermogen (in de vorm van een banklening) zijn de projecten van dien aard dat een deel van de financiering zal bestaan uit eigen vermogen. Op basis van een internationaal geijkte risico-inschatting van duurzame energieprojecten is een rendement op eigen vermogen van 15% redelijk. Dit vertaalt zich voor de meeste projecten in een projectrendement van circa 7%.

Rente

De rente op een lening voor duurzame energieprojecten is 6% en het voordeel van groenbeleggen wordt meegenomen als een korting van 1%. Ondanks het feit dat de looptijd van de financiering voor een aantal projecten in een aantal categorieën verandert, kan worden aangenomen dat een rente percentage van 6% representatief is voor alle looptijden zolang de subsidieduur overeenkomt met de duur van de lening. Omdat AVI's en bij en meestook niet in aanmerking komen voor groenfinanciering wordt voor deze projecten 6% rente gerekend. Voor de overige projecten komt de rente inclusief groenfinanciering op 5%.

De rente die is aangenomen voor zon-PV-systemen bij particulieren wijkt af. Hier is uitgegaan van een situatie dat de financiering van de installatie binnen de hypotheek van de huiseigenaar valt, dat deze hypotheek 'groen' is en dat door hypotheekrenteafrek een extra belastingvoordeel wordt gerealiseerd waardoor de netto rentelasten op 2,6% komen. Voor particulieren geldt geen EIA en geen vennootschapsbelasting.

Debt/Equity ratio

De verhouding tussen vreemd vermogen en eigen vermogen, de debt/equity ratio vormt een afspiegeling van wat internationaal gangbaar is bij projectfinanciering van duurzame energie. Voor offshore wind is de verhouding teruggebracht tot 50/50 vanwege onduidelijkheid over de optimale financieringsconstructies en het aanzienlijke projectrisico (zie ook Paragraaf 5.2).

²² Zie voor details over het milieusteunkader ook *EC Official Journal C 37, 03.02.2001*.

7. Basisbedragen voor duurzame elektriciteit

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd advies te geven over de hoogte van de SDE-basisbedragen voor de opwekking van duurzame elektriciteit. De aannames voor de berekeningen van de basisbedragen dienen wat betreft technologie, brandstof, schaal-grootte, kosten en opbrengsten representatief te zijn voor initiatieven in de markt die gericht zijn op realisatie in 2009. Tenzij anders vermeld zijn deze bedragen ook toepasbaar op projecten die al in 2008 worden gerealiseerd. Tabel 7.1 geeft een overzicht van de basisbedragen.

Tabel 7.1 *Basisbedragen voor duurzame elektriciteit*

	Basisbedrag ²³ 2006-2007 [ct/kWh _e]	Basisbedrag ²⁴ 2008 [ct/ kWh _e]	Basisbedrag 2008-2009 [ct/ kWh _e]	Subsidieduur 2008-2009 [jaar]
Windenergie				
• Onshore wind	10,2	8,3	7,1	15
• Offshore wind (20km)	13,0	11,1	10,7	15
• Offshore wind (40 km)	-	-	13,6	15
Biomassa in centrales				
• Bio-olie in gascentrale	4,5	5,7	8,1	4
• Houtpellets in kolencentrale	6,3	6,5	6,5	4
• Agroresidue in kolencentrale	4,2	3,8	3,8	4
Biomassa in zelfstandige installaties				
• Bio-olie <10 MW _e	-	13,2	16,6	10
• Bio-olie 10 - 50 MW _e		12,0	15,0	15
• Hout <10 MW _e	18,2	13,4	11,1	10
• Hout 10 - 50 MW _e	14,4	9,4	8,4	15
• Vergisting <10 MW _e	-	11,3	13,1	10
Afvalverbrandingsinstallaties				
• Standaard rendement	5,7	4,5	5,0	15
• Upgraded	6,0	4,8	5,2	15
• Hoog rendement	6,9	5,5	5,9	15
Zon-PV				
• 0 - 3,5 kW _p	-	-	46,9	15
• 3,5 - 15 kW _p	-	-	52,3	15
• 15 - 100 kW _p	-	-	49,9	15
Overig				
• RWZI/AWZI	5,2 / 6,0	4,7 / 5,3	4,7 / 5,3	15
• Stortgas	5,0	4,5	4,5	10
• Waterkracht	17,5	14,0	14,0	15

De kolommen in tabel 7.1 zijn niet zonder meer met elkaar te vergelijken. Ten eerste zijn er wijzigingen in technisch-economische parameters tussen de verschillende adviezen. Daarnaast is met ingang van het conceptadvies uit 2006 gerekend met per categorie verschillende subsidieduur, terwijl voorheen werd uitgegaan van een subsidieduur van 10 jaar. De basisbedragen uit voorgaande adviezen zijn geconstrueerd door in de originele onrendabele topspreadsheets

²³ Gebaseerd op het advies uit 2004 met een subsidieduur van 10 jaar (Van Sambeek et al, 2004b)

²⁴ Gebaseerd op het conceptadvies uit 2006 met aangepaste subsidieduur (Van Tilburg et al, 2007)

nul in te vullen voor de elektriciteitsprijs. Deze benadering geeft een indicatie van het basisbedrag.

Windenergie

Het basisbedrag voor windenergie op land is aanzienlijk gedaald, vooral als gevolg van toegenomen aantal subsidiabele vollasturen en afname in het aandeel eigen vermogen dat nodig is bij de financiering. Ten opzichte van het conceptadvies uit 2006 zijn de onbalanskosten gestegen en de investeringskosten gedaald, wat per saldo voor een aanvullende, lichte daling van de basisprijs zorgt.

Voor wind op zee zijn twee basisbedragen bepaald, waarbij de 20 km-variant aansluit bij het referentieproject uit voorgaande adviezen. De lichte daling van het basisbedrag van deze variant komt door een daling in de aannames voor onderhoudskosten. Het tweede referentieproject (op 40 km uit de kust) heeft een hoger basisbedrag vanwege hogere O&M-kosten, een lager aantal vollasturen en hogere investeringskosten per kW_e. Merk op dat er nog beperkt ervaring is met wind op zee en dat er veel onzekerheid bestaat over de werkelijke kosten.

Biomassa in centrales

De toename in de basisprijs voor bio-olie in gascentrales is het gevolg van de sterke stijging in bio-olieprijzen.

Biomassa in zelfstandige installaties

De stijging van kosten voor installaties op bio-olie worden veroorzaakt door sterke stijging in bio-olieprijzen. Voor installaties op basis van hout is de daling het gevolg van gewijzigde aannames voor de O&M-kosten. Vergistingsinstallaties zijn opnieuw bekeken en ten opzichte van het conceptadvies uit 2006 zijn aannames met betrekking tot brandstofkosten en elektrisch rendement aanzienlijk gewijzigd, met als gevolg een wat hogere inschatting van de kosten. De combinatie van stijgende investeringskosten en dalende O&M-kosten heeft per saldo geen effect op het basisbedrag.

Afvalverbrandingsinstallaties

De belangrijkste wijziging voor AVI's betreft de gestegen investeringskosten, die zorgen voor een hoger basisbedrag.

8. Conclusies en aanbevelingen

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd advies te geven over de hoogte van de basisbedragen voor de opwekking van duurzame elektriciteit, voor projecten die gericht zijn op realisatie in 2008 en 2009.

In de SDE-regeling wordt per categorie een *basisbedrag* vastgesteld op basis van de gemiddelde productiekosten. Het subsidiebedrag dat een producent per kWh ontvangt varieert jaarlijks door het basisbedrag te verminderen met een *correctiebedrag* dat gebaseerd is op de relevante elektriciteitsprijs. Evenals in de samen MEP-regeling wordt het subsidiebedrag bij de SDE dus bepaald op basis van de onrendabele top (i.e. het verschil tussen de kosten en de opbrengsten). Het grote verschil tussen beide regelingen is dat bij de MEP de *vooraf* verwachte onrendabele top als subsidiebasis geldt, terwijl bij de SDE de subsidiebasis bestaat uit de *achteraf* gerealiseerde onrendabele top.

Tabel 8.1 *Basisbedragen voor duurzame elektriciteit*

	Basisbedrag 2008-2009 [ct/kWh _e]	Subsidieduur 2008-2009 [jaar]
Windenergie		
• Onshore wind	7,1	15
• Offshore wind (20km)	10,7	15
• Offshore wind (40 km)	13,6	15
Biomassa in centrales		
• Palmolie in gascentrale	8,1	4
• Houtpellets in kolencentrale	6,5	4
• Agroresidue in kolencentrale	3,8	4
Biomassa in zelfstandige installaties		
• Bio-olie <10 MW _e	16,6	10
• Bio-olie 10 - 50 MW _e	15,0	15
• Hout <10 MW _e	11,1	10
• Hout 10 - 50 MW _e	8,4	15
• Vergisting <10 MW _e	13,1	10
Afvalverbrandingsinstallaties		
• Standaard rendement	5,0	15
• Upgraded	5,2	15
• Hoog rendement	5,9	15
Zon-PV		
• 0 – 3,5 kW _p	46,9	15
• 3,5 - 15 kW _p	52,3	15
• 15 - 100 kW _p	49,9	15
Overig		
• RWZI/AWZI	4,7/ 5,3	15
• Stortgas	4,5	10
• Waterkracht	14,0	15

Het basisbedrag voor meestoken van biomassa in centrales is gebaseerd op vermeden inzet van primaire energie (i.e. gas of kolen) en hoeft daarom voor het bepalen van het subsidiebedrag niet te worden gecorrigeerd voor elektriciteitsopbrengsten. Voor kleine zon-PV-installaties bij particulieren kan het correctiebedrag te worden bepaald op basis van een kleinverbruikerstarief, waardoor het subsidiebedrag per kWh naar verwachting substantieel lager uitpakt dan voor grotere geïntegreerde systemen.

Referenties

- Bollen, J., A.J.G. Manders and M. Mulder (2004): *Four Futures for Energy Markets and Climate Change*, CPB speciale publicatie No. 52, Den Haag, 2004.
- Commissie Blok (2007): *sourcing palm oil from sustainable sources*, Utrecht, 2007.
- DOWEC (2003): *background reports to the DOWEC study*,
<http://www.ecn.nl/en/wind/additional/special-projects/dowec/>
- Economische Zaken (2002): *Convenant Kolencentrales en CO₂ reductie*, Den Haag, 2002
- Economische Zaken (2006a): *Criteria voor duurzame biomassaproductie*, Kamerstukken 2005-2006, nr. 30305 (22).
- Economische Zaken (2006b): *Kamerbrief realisatie 9% duurzame elektriciteit 2010*, 6 september 2006, Den Haag.
- Janssen, L.H.J.M., V.R. Okker, J. Schuur (2006): *Welvaart en leefomgeving. Een scenariostudie voor Nederland in 2040*, CPB, MNP en RPB, Den Haag, september 2006
- Menkveld, M.; Dril, A.W.N. van; Daniëls, B.W.; Tilburg, X. van; Lensink, S.M.; Seebregts, A.J.; Kroon, P.; Uytterlinde, M.A.; Boerakker, Y.H.A.; Tigchelaar, C.; Zeijts, H. van; Peek, C.J. (2007): *Beoordeling werkprogramma Schoon en Zuinig*, ECN-E--07-067, september 2007
- MVO (2006): *MVO Market analysis Oils and Fats for Fuel*, Productschap MVO, Rijswijk, 2006
- Noord, M. de; E.J.W. van Sambeek (2003): *Onrendabele top berekeningsmethodiek*, ECN-C--03-077, Amsterdam, augustus 2003.
- OECD/FAO (2007): *OECD-FAO Agricultural outlook 2007-2016*, Parijs, 2007.
- Rijkers, F.A.M., J.J. Battjes, F.H.A. Janszen (EUR): M. Kaag, (EUR) (2001): *POWERS - Simulatie van prijsvorming en investeringsbeslissingen in een geliberaliseerde Nederlandse elektriciteitsmarkt*, ECN-C--01-033, ECN, Petten.
- Sambeek, E.J.W. van, H. J. de Vries, T.J. de Lange, H. Cleijne, E.A. Pfeiffer, F. Verheij (2004a): *Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties 2006-2007: Conceptadvies inzake de aannames voor de onrendabele topberekening ten behoeve van de vaststelling van de MEP-subsidies voor de tweede helft 2006 en 2007*, ECN-C--04-075, Petten, juli 2004.
- Sambeek, E.J.W. van, H.J. de Vries, E.A. Pfeiffer, H. Cleijne (2004b): *Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties: Advies ten behoeve van de vaststelling van de MEP-subsidies voor de periode juli tot en met december 2006 en 2007*, ECN-C--04-101, Petten, november 2004.
- Tilburg, X. van, H.J. de Vries, E.A. Pfeiffer, M.L. Beekes, J.W. Cleijne (2005): *Inzet van biomassa in zelfstandige kleinschalige installaties voor de opwekking van elektriciteit. Berekening van de onrendabele top*, ECN-C--05-016, Amsterdam, september 2005.
- Tilburg, X. van; E.A. Pfeiffer; H. Cleijne; G.J. Stienstra; S.M. Lensink (2007): *Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008. Conceptadvies onrendabele topberekeningen*, ECN-E--06-025, Amsterdam, februari 2007.
- UNEP (2007): *The last stand of the orangutan - State of emergency: Illegal logging, fire and palm oil in Indonesia's national parks - United Nations Environment Programme*, Noorwegen, februari 2007.
- Vries, H.J. de, X. van Tilburg, E.A. Pfeiffer, J.W. Cleijne (2005b): *Inzet van biomassa in cen-*

trales voor de opwekking van elektriciteit - berekening van de onrendabele top. Eindrapport, ECN-C--05-088, Amsterdam, september 2005.

Vries, H.J. de, X. van Tilburg, E.A. Pfeiffer, M.L. Beekes, J.W. Cleijne (2005c): *Inzet van bio-olie in zelfstandige kleinschalige installaties voor de opwekking van elektriciteit, aanvulling op rapport ECN-C--05-016*, ECN-C--096, Amsterdam, september 2005.

VROM (2007): *Nieuwe energie voor het klimaat - Werkprogramma Schoon en Zuinig*, Den Haag, september 2007

Wakker, A., X. van Tilburg, J.S. Hers, A.J. Seebregts (2006): *Elektriciteits- en brandstofprijzen - Achtergrondstudie ter ondersteuning van onrendabele top berekeningen voor 2008*, ECN-X-06-110, Amsterdam, september 2006.

Afkortingen

AMvB	: Algemene Maatregel van Bestuur
AVI	: Afvalverbrandingsinstallatie
AWZI	: Afvalwaterzuiveringsinstallatie
BLOW	: Bestuursovereenkomst Landelijke Ontwikkeling van Windenergie
EIA	: Energie Investerings Aftrek
EPR	: Energiepremie regeling
EZ	: Ministerie van Economische Zaken
FAME	: Fatty Acid Methyl Ester, biodiesel
GE	: Global Economy, scenario naam zie Bollen et al. (2004)
GEHP	: Global Economy High Price, scenario naam zie Bollen et al. (2004)
IEA	: International Energy Agency
LNV	: Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit- Ministerie van ~
MEP	: Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie
NCW	: Netto contante waarde
NSW	: Noordzee Wind
ORC	: Organic Rankine Cycle
OT	: Onrendabele top
OTC	: Over-the-counter, transacties tussen twee partijen, niet via een beurs.
OWEZ	: Offshore Windpark Egmond aan Zee
O&M-kosten	: Operation en maintenance: operationele- en onderhoudskosten.
PV	: Photovoltaïsch
RC	: Regional Communities, scenario naam zie Bollen et al. (2004)
RWZI	: Rioolwaterzuiveringsinstallatie
SE	: Strong Europe, scenario naam zie Bollen et al. (2004)
SKE	: Steenkoolequivalent (1 kg \equiv 29,3 MJ)
TM	: Transnational Markters, scenario naam
WLO	: Welzijn en Leefomgeving, zie Janssen et al. (2006)
WKK	: Warmte-kracht koppeling