



Energy research Centre of the Netherlands

# **Technisch-economische parameters van duurzame energieopties in 2009-2010**

**Conceptadvies basisbedragen  
voor de SDE-regeling**

**X. van Tilburg (ECN)**

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

**H.M. Londo (ECN)**

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

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

**M. Mozaffarian (ECN)**

**A. Wakker (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 SDE 2008, ECN-projectnummer 7.7929. Contactpersoon bij ECN voor het onderzoek en dit rapport is Xander van Tilburg, telefoon 0224-564863, email [vantilburg@ecn.nl](mailto:vantilburg@ecn.nl).

De auteurs bedanken Tjasa Bole, Pieter Kroon en Herman Snoep (ECN), Jitske Burgers, Rob van Ommen, Mark Beekes en Ria Kalf (KEMA) voor hun medewerking aan het onderzoek, aanwijzingen en correcties. Daarnaast 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 2010. Unless indicated otherwise, the costs are also representative for projects starting in the latter half of 2009.

# Inhoud

Lijst van tabellen	4
Samenvatting	5
1. Inleiding	7
2. Uitgangspunten, opdracht en werkwijze	8
2.1 Uitgangspunten	8
2.2 Opdracht	8
2.3 Werkwijze	9
3. SDE-regeling	10
3.1 Inleiding	10
3.2 Terminologie	10
3.3 Budgetplafonds en verdeelwijze	10
3.4 Warmte in de SDE	11
3.5 Duurzaamheidscriteria en emissie-eisen	12
3.6 Innovatie	13
4. Ontwikkeling brandstofprijzen	14
4.1 Fossiele brandstof	14
4.2 Biomassaprijzen	14
4.3 Vergistingsgrondstoffen	15
4.4 Vloeibare biomassa	15
4.5 Vaste biomassa	16
5. Technisch-economische berekeningsaannames	18
5.1 Wind op land	18
5.2 Biomassa voor elektriciteit	19
5.2.1 Stortgas, RWZI en AWZI	20
5.2.2 Covergisting van dierlijke mest	21
5.2.3 Vergisting van overige biomassa	22
5.2.4 Verbranding van vaste biomassa <10 MW <sub>e</sub>	23
5.2.5 Verbranding van vaste biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	24
5.2.6 Verbranding van vloeibare biomassa <10 MW <sub>e</sub>	25
5.2.7 Verbranding van vloeibare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	26
5.3 Biomassa voor groen gas	26
5.3.1 Stortgas en afval- en rioolwaterzuiveringsinstallaties	27
5.3.2 Covergisting van dierlijke mest	29
5.3.3 Vergisting van overige biomassa	32
5.4 Afvalverbrandingsinstallaties	33
5.5 Zon-PV	34
6. Financieel-economische berekeningsaannames	38
6.1 Risico en rendement	38
6.2 EIA en groenfinanciering	39
6.3 Financieringsparameters per categorie	40
7. Basisbedragen en correctiebedragen	42
7.1 Overzicht basisbedragen en correctiebedragen	43
8. Conclusie en aandachtspunten	45
Referenties	47

## Lijst van tabellen

Tabel S.1	<i>Basisbedragen voor duurzame elektriciteit 2009-2010</i>	6
Tabel S.2	<i>Basisbedragen voor groen gas 2009-2010</i>	6
Tabel 3.1	<i>Warmtebenuttingsniveaus</i>	11
Tabel 3.2	<i>Emissie-eisen</i>	13
Tabel 4.1	<i>Prijsprojecties biomassa 2008-2012</i>	14
Tabel 4.2	<i>Plantaardige en dierlijke vetten en oliën</i>	16
Tabel 5.1	<i>Technisch-economische parameters wind op land</i>	19
Tabel 5.2	<i>Referentiebrandstoffen biomassaprojecten</i>	20
Tabel 5.3	<i>Thermisch rendement referentieinstallaties</i>	20
Tabel 5.4	<i>Technisch-economische parameters stortgas</i>	21
Tabel 5.5	<i>Technisch-economische parameters AWZI/RWZI</i>	21
Tabel 5.6	<i>Technisch-economische parameters covergisting van mest</i>	22
Tabel 5.7	<i>Technisch-economische parameters GFT-vergisting</i>	23
Tabel 5.8	<i>Technisch-economische parameters vaste biomassa &lt;10 MW<sub>e</sub></i>	24
Tabel 5.9	<i>Technisch-economische parameters vaste biomassa 10 tot 50 MW<sub>e</sub></i>	25
Tabel 5.10	<i>Technisch-economische parameters bio-olie kleiner dan 10 MW<sub>e</sub></i>	26
Tabel 5.11	<i>Technisch-economische parameters bio-olie 10 tot 50 MW<sub>e</sub></i>	26
Tabel 5.12	<i>Technisch-economische parameters stortgas</i>	29
Tabel 5.13	<i>Technisch-economische parameters RWZI en AWZI</i>	29
Tabel 5.14	<i>Parameters covergisting van mest (270 Nm<sup>3</sup>/h ruw biogas).</i>	31
Tabel 5.15	<i>Parameters covergisting van mest (875 Nm<sup>3</sup>/h ruw biogas).</i>	31
Tabel 5.16	<i>Technisch-economische parameters vergisting overige biomassa.</i>	33
Tabel 5.17	<i>Technisch-economische parameters afvalverbrandingsinstallaties 2009-2010</i>	34
Tabel 5.18	<i>Technisch-economische parameters afvalverbrandingsinstallaties 2008-2009</i>	34
Tabel 5.19	<i>Technisch-economische parameters Zon-PV conceptadvies 2009-2010</i>	37
Tabel 5.20	<i>Technisch-economische parameters Zon-PV eindadvies 2008-2009</i>	37
Tabel 6.1	<i>Financieel-economische berekeningsaannames elektriciteitsopties</i>	40
Tabel 6.2	<i>Financieel-economische berekeningsaannames groengasopties</i>	41
Tabel 7.1	<i>Basisbedragen en correctiebedragen</i>	43
Tabel 7.2	<i>Opbouw basisbedragen voor duurzame elektriciteit 2009-2010</i>	44
Tabel 7.3	<i>Opbouw basisbedragen voor groen gas 2009-2010</i>	44
Tabel 8.1	<i>Basisbedragen voor duurzame elektriciteit 2009-2010</i>	45
Tabel 8.2	<i>Basisbedragen voor groen gas 2009-2010</i>	46

## 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 en groengasproductie, voor projecten die gericht zijn op realisatie in 2010. Dit advies wordt gebruikt bij de uitwerking van de ministeriële regeling voor de SDE.

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*. Het basisbedrag wordt bij aanvang voor de looptijd van het project vastgesteld, terwijl het correctiebedrag jaarlijks wordt bepaald. Evenals in de 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). Een belangrijk 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.

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd om binnen gestelde randvoorwaarden te komen tot een advies met betrekking tot een aantal specifieke categorieën. Berekening van basisbedragen voor wind op zee en het meestoken van biomassa in centrales valt niet binnen de opdracht. Dit rapport gaat niet in op een onderbouwing van de jaarlijkse correctiebedragen, of de hoogte van de jaarlijks beschikbaar te stellen budgetten per categorie. Het rapport betreft een concept advies. Na de consultatierond met marktpartijen zal het conceptadvies omgezet worden naar een eindadvies.

Tabel S.1 *Basisbedragen voor duurzame elektriciteit 2009-2010*

	Subsidieduur [jaren]	Maximum vollasturen [uur]	Correctie: onbalansfactor	Correctie: profiefactor	Correctie: index	Basisbedrag [€ct/kWh]	Basisbedrag [€ct/kWh] eindadvies 2008-2009
Wind op land	15	2200	0,89	1,00	APX	<b>9,1</b>	8,8
Biomassavergistingsinstallaties							
Stortgas	12	6500	1,00	1,00	APX	<b>8,0</b>	7,8
RWZI/AWZI	12	8000	1,00	1,00	APX	<b>5,9</b>	5,8
Covergisting van dierlijke mest	12	7500	1,00	1,00	APX	<b>18,7</b>	17,9
Vergisting overige biomassa	12	8000	1,00	1,00	APX	<b>12,7</b>	12,4
Biomassaverbrandingsinstallaties							
Vaste biomassa <10 MW <sub>e</sub>	12	7500	1,00	1,00	APX	<b>19,1</b>	18,8
Vaste biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	8000	1,00	1,00	APX	<b>11,7</b>	11,5
Vloebare biomassa <10 MW <sub>e</sub>	12	7500	1,00	1,00	APX	<b>17,4</b>	18,4
Vloebare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	8000	1,00	1,00	APX	<b>13,7</b>	14,6
Afvalverbrandingsinstallaties							
Standaard rendement	15	8080	1,00	1,00	APX	<b>5,2</b>	5,1
Upgraded	15	7800	1,00	1,00	APX	<b>5,6</b>	5,5
Hoog rendement	15	7500	1,00	1,00	APX	<b>6,2</b>	6,1
Zon-PV							
0-3,5 kW <sub>e</sub>	15	850	1,00	1,00	KVT <sup>1</sup>	<b>52,1</b>	56,4
3,5-15 kW <sub>e</sub>	15	850	0,94	1,00	APX <sub>peak</sub>	<b>48,9</b>	54,8
15-100 kW <sub>e</sub>	15	850	0,94	1,00	APX <sub>peak</sub>	<b>45,9</b>	52,0

Tabel S.2 *Basisbedragen voor groen gas 2009-2010*

	Subsidieduur [jaren]	Maximum vollasturen [uur]	Correctie: profiefactor	Correctie: onbalansfactor	Correctie: marktindex	Basisbedrag [€ct/Nm <sup>3</sup> ]	Basisbedrag [€ct/Nm <sup>3</sup> ] eindadvies 2008-2009
Stortgas	12	6500	1,00	1,00	TTF	<b>36,4</b>	35,7
RWZI en AWZI	12	8000	1,00	1,00	TTF	<b>28,2</b>	27,7
Mestcovergisting klein <sup>2</sup>	12	7500	1,00	1,00	TTF	<b>87,8</b>	84,0
Mestcovergisting groot	12	7500	1,00	1,00	TTF	<b>75,0</b>	-
Vergisting overige biomassa	12	8000	1,00	1,00	TTF	<b>73,5</b>	72,1

<sup>1</sup> KVT: Kleinverbruikerstarief.

<sup>2</sup> Klein en groot zijn equivalent met respectievelijk 270 en 875 Nm<sup>3</sup>/uur. Dit komt overeen met 600 kW<sub>e</sub> en 2 MW<sub>e</sub>.

## 1. Inleiding

In dit rapport wordt een conceptadvies uitgebracht over de gemiddelde productiekosten van duurzame elektriciteit en groen gas.

Dit rapport is het resultaat van de werkzaamheden die door het Ministerie van Economische Zaken (hierna: het Ministerie) in opdracht zijn gegeven in juni 2008. De vraag die aan het rapport ten grondslag ligt is om een inschatting te maken van de gemiddelde productiekosten (basisbedragen) van het opwekken van elektriciteit en het produceren van (groen) gas uit hernieuwbare bronnen. De basisbedragen worden gebruikt voor de uitwerking van de Stimuleringsregeling Duurzame Energie (SDE) door het Ministerie<sup>3</sup>. Het rapport is zelfstandig leesbaar gemaakt, deels door gebruik te maken van teksten uit de voorgaande adviezen (Van Tilburg *et al.*, 2008a; Van Tilburg *et al.*, 2008b). De adviezen ten aanzien van hernieuwbare elektriciteit en groen gas worden, in tegenstelling tot vorig jaar, samen behandeld in dit rapport.

Het Ministerie is bezig om de SDE-regeling voor bio-WKK aan te passen zodat het nuttig gebruik van warmte wordt gestimuleerd. Als voorbereiding daarop is aan ECN/KEMA gevraagd om voor elke categorie de referentie-installatie op twee manieren te beschouwen: zonder en met benutting van warmte.

De aannames voor de berekeningen van de basisbedragen in dit advies dienen wat betreft technologie, brandstof, schaalgrootte, kosten en opbrengsten representatief te zijn voor initiatieven in de markt die gericht zijn op realisatie in 2009 en 2010. Het Ministerie heeft ECN en KEMA gevraagd om binnen gestelde randvoorwaarden te komen tot een advies met betrekking tot een aantal specifieke categorieën. De categorieën voor wind op zee en het meestoken van biomassa vallen niet binnen de opdracht.

### *Leeswijzer*

Hoofdstuk 2 geeft een overzicht van de uitgangspunten, de opdracht en de werkwijze. Hoofdstuk 3 gaat in op een aantal aspecten in de SDE, voor zover die relevant zijn voor de inschatting van de technisch-economische parameters en Hoofdstuk 4 behandelt ontwikkelingen in biomassabrandstofprijzen. 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.

---

<sup>3</sup> Voor uitleg van de SDE-regeling wordt verwezen naar SenterNovem: <http://www.senternovem.nl/sde>.

## 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 en de productie van groen gas. De aannames voor de berekeningen van de kosten dienen wat betreft technologie, brandstof, schaalgrootte en opbrengsten representatief te zijn voor initiatieven in de markt die gericht zijn op realisatie in 2009 en 2010.

### 2.1 Uitgangspunten

Voor de berekening van de kosten ten behoeve van de SDE-subsidie heeft het Ministerie algemene uitgangspunten en randvoorwaarden gesteld, zoals ook gebruikt in eerdere adviezen voor de MEP- en SDE-regelingen in de periode van 2003 tot en met 2008<sup>4</sup>. Voor het onderzoek naar de technisch-economische parameters zijn, de volgende algemene beleidsmatige uitgangspunten gehanteerd<sup>5</sup>.

- *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 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<sup>6</sup>.

Voor de berekening van de SDE-basisbedragen wordt gebruik gemaakt van een kasstroommodel. Het uitgangspunt van het kasstroommodel is dat financiering op projectbasis plaatsvindt en dat flankerend stimuleringsbeleid wordt meegenomen. Wanneer voor de technisch-economische modelparameters een range aan waarden voorkomt, is een referentie gekozen op basis van bovenstaande uitgangspunten. Op verzoek van het Ministerie zijn specifieke uitgangspunten geformuleerd per categorie, zoals bijvoorbeeld brandstofeisen voor biomassa en te gebruiken vollasturen voor wind op land. De categoriespecifieke uitgangspunten zijn vermeld bij de bespreking van de parameters in Hoofdstukken 4 tot en met 6.

### 2.2 Opdracht

De opdracht die aan dit rapport ten grondslag ligt, is voor een aantal duurzame elektriciteits- en groengasopties 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.

<sup>4</sup> Adviezen betreffen idealiter de inschatting voor twee jaar vooruit. Het advies uit 2007 had betrekking op de kosten en opbrengsten voor projecten die starten in 2008 of 2009.

<sup>5</sup> Zie voor een uitgebreide bijschrijving van de uitgangspunten (Van Sambeek *et al.* 2004).

<sup>6</sup> In deze context kan de aanpassing per 1-1-2009, en veelal verhoging, van de Duitse vergoedingstarieven onder de EEG als indicatie gezien worden van internationale prijsontwikkelingen.



Het subsidiebedrag voor hernieuwbare elektriciteit en groen gas wordt jaarlijks bepaald door een per categorie vooraf vastgesteld basisbedrag voor productiekosten te corrigeren met de relevante energieprijis op de markt. In het geval van hernieuwbare elektriciteit wordt de ‘relevante energieprijis’ bepaald op basis van een gemiddelde elektriciteitsprijis. In het geval van groen gas wordt een gemiddelde marktprijis (TTF) gehanteerd. De correctiebedragen, de te hanteren systematiek, als ook additionele kosten die door de producent gedragen worden, zijn geen onderdeel van het onderzoek, maar worden in dit rapport voor de volledigheid vermeld.

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd bij de bepaling van de basisbedragen gebruik te maken van de volgende categorie-indeling.

#### *Elektriciteitsopties*

- Wind op land
- Stortgas, RWZI en AWZI
- Covergisting van dierlijke mest
- Vergisting van overige biomassa
- Verbranding van vaste biomassa kleiner dan 10 MW<sub>e</sub>
- Verbranding van vaste biomassa 10 - 50 MW<sub>e</sub>
- Verbranding van vloeibare biomassa kleiner dan 10 MW<sub>e</sub>
- Verbranding van vloeibare biomassa 10 - 50 MW<sub>e</sub>
- Afvalverbranding
- Zon-PV 0-3.5 kW<sub>p</sub>
- Zon-PV 3.5-15 kW<sub>p</sub>
- Zon-PV 15-100 kW<sub>p</sub>.

#### *Groengasopties*

- Stortgas, RWZI en AWZI
- Covergisting van dierlijke mest
- Vergisting van overige biomassa.

Merk op dat dit niet noodzakelijk overeenkomt met de categorie-indeling die het Ministerie uiteindelijk zal hanteren voor de subsidietaarif- en budgettoewijzing. Het kan bijvoorbeeld voorkomen dat een aantal categorieën wordt samengevoegd, wordt uitgesloten, of dat een aanvullende categorie wordt gedefinieerd.

## 2.3 Werkwijze

De werkwijze van het adviestraject voor basisbedragen volgt grotendeels hetzelfde stramien als eerdere jaren is gebruikt bij het onderzoek naar de onrendabele toppen voor SDE en 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.

In voorgaande jaren werd het conceptadvies met name gebaseerd op gegevens uit literatuur, aangevuld met recente ervaringen uit het buitenland. Voor de huidige adviesronde zijn ook Nederlandse marktpartijen uitgenodigd om inzichten te delen. Een aantal partijen heeft van deze mogelijkheid gebruik gemaakt. De informatie is geanonimiseerd verwerkt.

## 3. SDE-regeling

### 3.1 Inleiding

De Stimuleringsregeling Duurzame Energie (SDE) is op 1 april 2008 opengesteld voor een bepaald aantal categorieën. De SDE regeling wordt gezien als het werkpaard van het overheidsprogramma Schoon en Zuinig (MinVROM, 2007) en is de opvolger van de MEP-regeling die op 18 augustus 2006 is stopgezet. Het is een feed-in mechanisme zoals dat ook in een aantal omliggende landen wordt gebruikt. De SDE-regeling onderscheidt zich op drie punten van een algemene feed-in benadering. Ten eerste heeft de Minister ieder jaar de mogelijkheid om per categorie het maximale subsidiebedrag (i.e. een subsidieplafond) in te stellen. Ten tweede is het aan de Minister om per categorie een verdeelwijze te kiezen: volgorde van binnenkomst of volgorde van rangschikking. Verdeling op volgorde van rangschikking wordt ook wel tenderen genoemd - op prijs of andere eigenschappen. Een derde specifieke eigenschap van de SDE, is dat het subsidiebedrag per kWh jaarlijks varieert met het correctiebedrag (zie ook Lensink *et al.*, 2008).

De SDE-regeling is verankerd in de Kaderwet EZ-subsidies. In de AMvB die de SDE-regeling vastlegt, wordt voor de specifieke invulling verwezen naar drie ministeriële regelingen. Deze regelingen bevatten informatie over respectievelijk de details per categorie (MinEZ, 2008a), de uitvoering (MinEZ, 2008b) en de correctiebedragen (MinEZ, 2008c).

### 3.2 Terminologie

De SDE-specifieke termen in dit document zijn gebaseerd op de AMvB van de SDE (Staatsblad, 2007) en de ministeriële regelingen. Het *subsidiebedrag* (in €/kWh of €/Nm<sup>3</sup>) wordt jaarlijks vastgesteld door het *basisbedrag* (in €/kWh of €/Nm<sup>3</sup>) per categorie te verminderen met een *correctiebedrag* (in €/kWh of €/Nm<sup>3</sup>). 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 geschatte 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.

### 3.3 Budgetplafonds en verdeelwijze

De SDE-regeling kent vanaf het begin in 2008 subsidieplafonds per categorie. 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 rangschikking<sup>7</sup> zie §2.1 in (Staatsblad, 2007). In dit rapport is in overleg met het

<sup>7</sup> 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.

Ministerie 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 Warmte in de SDE

Het Ministerie van EZ onderzoekt de mogelijkheid om restwarmtebenutting bij zelfstandige bio-WKK-installaties financieel te stimuleren. Ten tijde van dit vooronderzoek is nog niet volledig duidelijk hoe deze regeling zal worden vormgegeven. Zonder vooruit te lopen op de specifieke invulling van de regeling voor warmtebenutting in de SDE heeft EZ aan ECN/KEMA gevraagd een inschatting te maken van het effect van warmtebenutting op het basisbedrag.

Een bio-WKK (bio-warmtekrachtkoppeling) produceert elektriciteit waarbij tegelijkertijd warmte nuttig wordt aangewend. Voor deze aanwending met een economische waarde is uitbreiding van de installatie nodig. Ook zijn specifieke onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten mee gemeoid. De mate waarin de warmte nuttig kan worden aangewend (lees: verkocht aan een afnemer) is bepalend voor de opbrengsten. Bij bio-WKK-installaties die gebaseerd zijn op een gas- of dieselmotor gaat de warmteproductie niet ten koste van het elektrisch rendement omdat de warmte aan de uitlaatgassen en motorkoeling wordt onttrokken. Bij een installatie op basis van een stoomturbine is er wel een uitruil tussen warmte en elektriciteit omdat een deel van de stoom uit de stoomturbine wordt 'afgetapt' en als warmte wordt ingezet. In dit kader wordt voor installaties met een stoomturbine een teruggang van 1% elektrisch rendement aangehouden bij een verhoging van 4% thermisch rendement. .

Het thermisch rendement hangt af van het installatietype en het ontwerp. Om de diverse installaties vergelijkbaar te maken in termen van nuttig toe te passen warmte, maken we gebruik van een indeling naar warmtevraag in vollasturen. In tabel 3.1 is een overzicht gegeven van gangbare vollasturen per jaar als functie van het type warmtegebruiker.. De warmtevraag in de gebouwde omgeving is bijvoorbeeld niet constant maar is afhankelijk van de buitentemperatuur en het gebruik. De meest intensieve warmtebenutting is mogelijk bij volcontinue industriële processen: onder de aanname dat warmteproductie met de bio-WKK hier voorrang krijgt op productie met een hulpketel is 7000 uur per jaar mogelijk. Volcontinue warmtelevering komt in de praktijk niet vaak voor, meer gangbaar zijn niveaus van 1000 tot 2750 vollasturen .

Tabel 3.1 *Warmtebenuttingsniveaus*

Niveau	Vollasturen	Afnemers
Niets	0	Geen
Beperkt	1000	Kleine industrie, gebouwde omgeving
Aanzienlijk	2750	Grote industrie, glastuinbouw
Continu	7000	Grote industrie

### 3.5 Duurzaamheidscriteria en emissie-eisen

Duurzaamheid is een beginsel bij biomassa-inzet, dat breed gedragen wordt door markt, maatschappij en overheid. Een eenduidige interpretatie van dit beginsel vergt afstemming tussen de diverse actoren, en de implementatie van het beginsel in de SDE-regeling lijkt geleidelijk plaats te vinden. Het Besluit stimulering duurzame energieproductie van 2008 meldt over duurzaamheidscriteria het volgende bij artikel 63:

“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 ingezetete biomassa-stroom. 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 biomassa-stromen 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.”(Staatsblad, 2007)

Voor zover aan producenten van bio-energie een rapportageverplichting zonder specifieke eisen wordt opgelegd, worden in dit rapport geen kosten die samenhangen met duurzaamheidscriteria aangenomen. Wel bestaat het besef dat in de toekomst de duurzaamheidscriteria kunnen worden aangescherpt voor bestaande biomassa-brandstoffen. Dit, maar daar wordt in dit rapport nog geen rekening mee gehouden

Op aangeven van het Ministerie van Economische Zaken zijn de referentiebrandstoffen zodanig gekozen, dat zij op hoofdlijnen niet conflicteren met het duurzaamheidsbeginsel. Voor zover de vaste biomassa geen reststroom betreft zou een keurmerk, zoals FSC, geëist kunnen gaan worden. Daar is echter nog geen besluit over gevallen. De instrumenteerbaarheid van deze eis wordt in dit rapport niet beschouwd noch de meerkosten voor een biomassa-afnemer om het keurmerk te verkrijgen. Voor vloeibare biomassa wordt uitgegaan van duurzame reststromen van bio-oliën en -vetten, inclusief inzet van reststromen uit de voedings- en genotsmiddelenindustrie.

Het proces om de classificatie van biomassa voor energietoepassingen<sup>8</sup> hiertoe aan te passen, is nog gaande, waardoor geen afgebakende verzameling van mogelijke biomassa-stromen weergegeven kan worden. De (vloeibare) referentiebrandstoffen die in dit rapport worden vermeld, kunnen naar inzicht van ECN/KEMA voldoen aan het criterium van duurzame reststroom.

De SDE-regeling uit 2008 kent specifieke emissie-eisen. Het is vooralsnog niet bekend of nieuwe emissie-eisen ook in de SDE-regeling voor 2009 zullen worden opgenomen, of dat de emissie-eisen enkelvoudig in de BEES-B-regeling gesteld gaan worden. Op aangeven van het Ministerie is met de emissie-eisen uit Tabel 3.2 gerekend. Dit is in lijn met de opmerking van de Minister in het Algemeen Overleg van 26 februari 2008 dat de SDE de verwachte BEES-B-normen bevat. Definitieve besluitvorming over de emissie-eisen volgt nog. Vooral de emissie-eisen voor NO<sub>x</sub> en PM<sub>10</sub> (bij verbranding van vloeibare biomassa) kunnen tot extra kosten leiden.

---

<sup>8</sup> Nederlandse Technische Afspraak NTA 8003.

Tabel 3.2 *Emissie-eisen*

Emissiestof	Voorgestelde emissie-eis
SO <sub>2</sub> (zwaveldioxide)	200 mg/Nm <sup>3</sup> rookgas
PM <sub>10</sub> (fijn stof)	5 mg/Nm <sup>3</sup> rookgas
C <sub>x</sub> H <sub>y</sub> (koolwaterstoffen)	1500 mg C/Nm <sup>3</sup> (3% O <sub>2</sub> )
NO <sub>x</sub> (stikstofoxiden)	80 g/GJ verbrandingswarmte

### 3.6 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 binnen een categorie vast te leggen. Bij het bepalen van dit basisbedrag wordt verder geen rekening gehouden met het innovatieve karakter van de categorie.

## 4. Ontwikkeling brandstofprijzen

In dit hoofdstuk wordt een inschatting gegeven van de prijsontwikkeling van brandstof. Lange-termijncontracten voor biomassa kunnen niet voor de gehele projectduur worden afgesloten. In dit rapport wordt daarom van projecties voor de middellange termijn uitgegaan.

### 4.1 Fossiele brandstof

De prijzen van fossiele brandstoffen zoals kolen, gas en olie hebben in principe geen invloed op de basisbedragen. De basisbedragen zijn immers een inschatting van de opwekkingskosten van duurzame opties en de subsidiebedragen worden jaarlijks bepaald door een correctie toe te passen op basis van de elektriciteitsprijs. Er zijn twee uitzonderingen. Groengasinstallaties gebruiken elektriciteit, waarvoor we een leveringstarief van 14 €/kWh aannemen. Aardgas wordt gebruikt als indicatie voor de opbrengsten van warmtelevering bij bio-WKK. Voor aardgas maken we gebruik van een langetermijnprijs van 22 €/m<sup>3</sup> conform het GE-HP scenario (Janssen *et al.*, 2006).

### 4.2 Biomassaprijzen

Er worden geen langetermijncontracten voor biomassa verhandeld en er zijn vrijwel geen indices voor de prijzen van de biomassa. Het is daarom vrijwel onmogelijk voor ondernemers om een langetermijninschatting te maken van de biomassaprijzen. Er zijn drie manieren om rekening te houden bij de bepaling van de kosten/onrendabele top: ex post corrigeren voor de realisatie van biomassaprijzen, een zekerheidsmarge vertaald naar hogere biomassaprijzen of het risico terug laten komen in de financieringsvoorwaarden. In overleg met het Ministerie is gekozen voor het laatste. Hoewel het voor de ondernemer relevant is wat de brandstofkosten zijn gedurende de gehele subsidieperiode, is het nu onmogelijk om een onderbouwde maar specifieke langetermijnprijs te bepalen. Daarom worden in dit rapport biomassaprijzen prijzen gehanteerd die voor de komende drie à vier jaar representatief worden geacht.

Tabel 4.1 *Prijsprojecties biomassa 2008-2012*

	Energie-inhoud [GJ/ton]	Prijsrange [€/ton]	Referentieprij <sup>9</sup> [€/GJ]	Referentieprij [€/ton]	Eindadvies 2008-2009 [€/ton]
Vloeibare biomassa					
Dierlijk vet	39	450-550	12,8	500	550
Frituurvet	39	375-475	10,9	425	475
Vaste biomassa					
Knip- en snoeihout	7	20-40	4,0	28	28
Afvalhout	14	10-50	1,8	25	25
Vergisting					
Dierlijke mest	1	(-30)-(-5)	-15	-15	-15
Co-substraat	4,8	5-50	5,8	28	25
Covergisting <input/>	2,9	-	6,9	20	18,5

<sup>9</sup> De prijzen die in dit rapport zijn gehanteerd zijn gebaseerd op het gehele product en niet alleen op het droge stof gehalte. Het gaat altijd om het poorttarief, dus levering aan de installatie.

### 4.3 Vergistingsgrondstoffen

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 varieert tussen 5 en 30 €/ton. Voor dierlijke mest wordt voor de langere termijn een referentieprijs van 15 €/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 50 €/ton. Maïsprijzen zijn aanzienlijk gestegen en lijken hoog te blijven. Men is op zoek naar residuen die bijgemengd kunnen worden met een iets lagere prijs per GJ. In dit advies wordt uitgegaan van 30% residuele biomassa en 70% (snij)maïs in het co-substraat. Dit komt neer op een co-substraat met een energie-inhoud van 4,8 GJ/ton bij een prijs van 28 €/ton, ofwel 5,8 €/GJ<sup>10</sup>.

Bij de samenstelling van het mengsel voor vergisting wordt uitgegaan van een 50/50 verhouding tussen mest en co-substraat. In principe kan een verhoging van het aandeel co-substraat tot een hogere biogasproductie en een betere rentabiliteit leiden. 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 ontheffing als dierlijke meststof worden vervoerd en verhandeld. In de praktijk blijkt dat vrijwel alle covergistingsovernames 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.

Het eindproduct van een vergister, het digestaat, heeft een betere bemestingskwaliteit en een aantal voordelen ten opzichte van verse mest. Op termijn kan het zelfs de mogelijkheid bieden het gebruik van kunstmest terug te dringen. Deze ontwikkelingen zijn echter nog onzeker. Momenteel wordt het voordeel van digestaat niet onderkend door de markt en de voordelen van digestaat ten opzichte van verse mest laten zich dan ook niet in geld uitdrukken. In dit eindrapport is aangenomen dat het digestaat dan ook dezelfde prijs heeft als gewone mest. Ongeveer 90% van de massa van de invoergrondstoffen komt vrij als digestaat en moet worden afgevoerd als dierlijke mest.

De prijs van grondstof voor GFT-vergisting wordt buiten beschouwing gelaten, daar voor het basisbedrag alleen de meerprijs berekend wordt ten opzichte van de alternatieve aanwending (composteren). Het verschil tussen composteren door aerobe vergisting en covergisting door anaerobe vergisting heeft geen invloed op de massa van het restproduct.

### 4.4 Vloeibare biomassa

Op aangeven van het Ministerie van Economische Zaken wordt alleen gerekend met duurzame reststromen, waar het vloeibare biomassa aangaat. Het aantal soorten vloeibare biomassa dat binnen de categorie verbranding van vloeibare biomassa is toegestaan, is daardoor beperkt. Geïmporteerde bio-olie, zoals palmolie of jatropha, is uitgesloten. Ook zuivere plantaardige olie,

---

<sup>10</sup> Een grondstofmix van 0,5 ton mest en 0,5 ton co-substraat levert 90% digestaat, ofwel 0,9 ton stof die moet worden afgevoerd alsof het mest is. De grondstofmix heeft energie-inhoud van  $0,5 \times 1,0 + 0,5 \times 4,8 = 2,9$  GJ/ton en een prijs van  $0,5 \times \text{mestprijs} + 0,5 \times \text{substraatprijs} - 0,9 \times \text{mestprijs}$ , ofwel 20 €/ton.

zoals raapzaadolie, is uitgesloten (het zijn immers geen reststromen). Het proces om de NTA-codes op de SDE-regeling af te stemmen, is ten tijde van publicatie van dit rapport nog niet voltooid. Het is daarom niet mogelijk om aan de hand van NTA-codes eenduidig weer te geven welke biomassaastroom wel en welke niet in overweging zijn genomen bij het bepalen van de referentiebrandstof. In Tabel 4.2 is indicatief weergegeven welke vetten en oliën in beschouwing zijn genomen.

Tabel 4.2 *Plantaardige en dierlijke vetten en oliën*

	NTA code	Mogelijke referentiebrandstof
Plantaardige vetten en oliën	541	
Dierlijke vetten en oliën (inclusief visolie)	542	•
Vetzuren	543	
Glycerine	544	•
Gebruikte frituurvetten en -oliën	545	•
Mengsels vetten en oliën (uitsluitend plantaardig)	546	
Mengels vetten en oliën (inclusief dierlijk)	547	
Bleekaaarde	548	

Bron: NTA-codes: ECN Phyllis database.

Aandachtspunt bij de duurzame reststromen is de beschikbaarheid. Gebruikte oliën en vetten worden in Nederland in gezuiverde vorm als brandstof aangeboden. Het is onvoldoende duidelijk of deze reststromen ook een groot project in de categorie 10-50 MW<sub>e</sub> van brandstof zou kunnen voorzien. Importmogelijkheden vanuit omringende landen zijn beperkt.

## 4.5 Vaste biomassa

Agroresiduen en houtpellets kunnen op grond van prijs en gebruik in de praktijk niet als referentiebrandstof worden aangemerkt voor kleinschalige verbranding van vaste biomassa. Deze vorm van biomassa wordt eerder gebruikt voor meestoken in grote kolencentrales met lagere kapitaalskosten en hogere eisen aan brandstofhomogeniteit.

Voor zelfstandige bio-energieprojecten tot 50 MW<sub>e</sub> is het aantrekkelijker om gebruik te maken van afvalhout of knip- en snoeihout. Naar het zich laat aanzien zullen de nog vrij beschikbare potentiële van deze biomassaastromen niet uitgeput raken door in 2008 en 2009 beschikbaar gestelde SDE-budgetten. Wel dient opgemerkt te worden dat bij gecontinueerde capaciteitsgroei van kleinschalige biomassa-verbrandingsinstallaties op zeker moment knip- en snoeihout en afvalhout niet meer toereikend zullen zijn, waarna nieuwe installaties gebruik zullen moeten gaan maken van duurder biomassa.

### *Afvalhout*

Afvalhout kost circa 25 €/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. Voor de grotere installaties (10-50 MW) is dit lonend. Kleinere installaties zullen schoner hout moeten gebruiken.

### *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 20 en 40 €/ton, afhankelijk van de kwaliteit en transportafstand. Knip- en snoeihout wordt vrijwel alleen in kleinschalige verbranding gebruikt en voor deze installaties geldt als referentiebrandstof een houtmix met een prijs van 28 €/ton bij een energie-inhoud van 7 GJ/ton. Bij knip- en snoeihout treedt geen internationale prijsvorming op; het betreft voornamelijk regionale markten. Het aanbod is be-



perkt en verkleinen en pelletiseren is uit bedrijfseconomische overwegingen geen optie.

Een ontwikkeling is dat bij thermische conversie van houtachtige biomassa wellicht uitgegaan zal worden van enkele aanvullende eisen, zoals een keurmerk. Ook een aanpassing van de NTA-lijst is in voorbereiding. Volgend jaar zullen andere (agrarische) stromen ook via de NTA worden beschreven zodat certificering en daarmee subsidiëring mogelijk wordt.

## 5. Technisch-economische berekeningsaannames

### 5.1 Wind op land

In oktober 2008 stonden in Nederland op land ruim 1900 turbines opgesteld, met een totaal vermogen van circa 1850 MW<sub>e</sub>. In het coalitieakkoord van januari 2007 en in het werkplan Schoon en Zuinig (MinVROM, 2007) 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 van circa 2000 MW<sub>e</sub> tot 4000 MW<sub>e</sub>, en verdere doorgroei na 2011.

De huidige praktijk (CBS, 2007) is dat er in Nederland vrijwel uitsluitend windparken worden gebouwd die bestaan uit turbines in de range van 2-3 MW. In de bepaling van de kosten hebben deze turbines daarom ook de meeste aandacht gekregen. Als referentie-installatie is een 3 MW<sub>e</sub> turbine aangenomen, in een windpark van middelgrote omvang, dat wil zeggen in de orde van 10 tot 15 MW<sub>e</sub>. Opbrengstverlagende parkeffecten zijn meegenomen.

#### *Investeringskosten*

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 vooralsnog niet naar voren in de verkoopprijs. Door marktpartijen is aangegeven dat de prijzen voor windenergie nog steeds stijgen, hoewel de stijging wat minder sterk is dan voorgaande jaren. De wereldmarkt voor windturbines blijft gespannen en de productiecapaciteit van (met name de grote) windturbinefabrikanten is volledig geboekt tot eind 2010. Het aanbod van windturbines wordt beïnvloed door de subsidieniveaus in ons omringende landen. Turbinefabrikanten zijn geneigd te leveren aan landen waar de subsidieniveaus hoger zijn omdat daar hogere marges kunnen worden bereikt. Diverse marktpartijen geven aan dat de krapte op de markt zodanige vormen aanneemt dat in voorkomende gevallen slechts een beperkt aantal fabrikanten reageert op een offerteaanvraag.

Er zijn weinig mogelijkheden om de productiecapaciteit op korte termijn sterk uit te breiden, omdat het gebrek aan productiecapaciteit ook te merken is bij de toeleveranciers van onderdelen en diensten. Daarnaast is er sprake van gestegen<sup>11</sup> staalprijzen, een belangrijke grondstof van windturbines. De prijs van een windturbine wordt voor een kwart tot een derde bepaald door de staalprijs.

Uit recente marktgegevens is gebleken dat er een grote variatie optreedt in de turbineprijzen wanneer deze wordt uitgedrukt in de voor de SDE gebruikte maat: circa 900-1500€/kWh. Deze aanzienlijke spreiding is het gevolg van de locatiedreven variatie in het specifiek vermogen (vermogen per m<sup>2</sup> turbineoppervlak), de ashoogte en uitvoeringsvorm. Uit analyse van projectgegevens is af te leiden dat er een correlatie bestaat tussen het investeringsbedrag en de energieopbrengst van de turbine. Hierdoor is de variatie in de opwekkingskosten per kWh minder groot dan wordt gesuggereerd door de grote range van investeringskosten per kW<sub>e</sub>. Voor de bepaling van de SDE is een investeringsbedrag gekozen dat past bij een opbrengst van 2200 vollasturen.

Het investeringsbedrag van een windpark bestaat uit verschillende componenten. Op hoofdlijnen kan een windpark in de volgende vier componenten worden onderverdeeld: de windturbines en de fundaties, de elektrische infrastructuur in het windpark, de netaansluiting en de civiele

---

<sup>11</sup> Ten tijde van dit conceptadvies (oktober 2008) bestaat veel onzekerheid over de economische vooruitzichten en het is niet uitgesloten dat bij achterblijvende economische groei de staalprijzen snel weer dalen. Er is echter onvoldoende aanleiding om hier op vooruit te lopen.

werken zoals bouwvoorbereiding en ontsluitingswegen. Voor de som van deze vier componenten wordt een investeringsbedrag gehanteerd van 1300 €/kW<sub>e</sub>.

#### *Onderhouds- en bedrijfskosten*

Voor onderhoud, garanties, machinebreukverzekeringen en productieverliesverzekering wordt met een bedrag van 1,0 €/ct/kWh gerekend. Dit bedrag wordt in de berekening jaarlijks voor inflatie gecorrigeerd. Voor jaarlijkse netaansluitingskosten, grondkosten en onroerend zaakbelasting wordt een bedrag van 25 €/kW<sub>e</sub> gehanteerd, opgebouwd uit 11 €/kW<sub>e</sub> voor de netaansluitingskosten en 14 €/kW<sub>e</sub> voor grondkosten en OZB. Met name de grondkosten variëren sterk per locatie en de gevonden range is 5-23 €/kW<sub>e</sub>.

Het maximale aantal vollasturen dat in aanmerking komt voor subsidie is door het Ministerie vastgesteld. De laatste jaren is het aantal vollasturen van turbines toegenomen. De twee hoofdoorzaken zijn dat het specifiek vermogen (W/m<sup>2</sup>) van de windturbines is afgenomen en dat de gemiddelde ashoogte van de windturbines is toegenomen. Het Ministerie heeft ECN/KEMA verzocht bij de bepaling van de basisbedragen met 2200 vollasturen beter aan te sluiten bij deze praktijk. Bij moderne turbines is dit aantal vollasturen ook haalbaar op binnenlandlocaties, mits gekozen wordt voor turbines met een voldoende grote rotor en er geen beperkingen zijn aan de bouwhoogte.

Kosten voor onbalans en programmaverantwoordelijkheid worden niet meegenomen in het basisbedrag, maar zullen als kosten worden opgenomen in het correctiebedrag.

Tabel 5.1 *Technisch-economische parameters wind op land*

Wind op land		2009-2010	2008-2009 Eindadvies
Referentieinstallatie		5 × 3,0 MW	5 × 3,0 MW
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	1300	1250
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	2200	2200
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	25	24
Variabel O&M-kosten	[€/kWh]	0,01	0,01
Basisbedrag	[€/ct/kWh]	9,1	8,8

## 5.2 Biomassa voor elektriciteit

Biomassa voor elektriciteit wordt in dit advies alleen berekend voor zover het inzet in zelfstandige installaties betreft, of in afvalverbrandingsinstallaties. Meestook in bestaande centrales is buiten beschouwing gelaten. Berekeningsaannames voor groengasinstallaties op basis van biomassa worden in Paragraaf 5.3 toegelicht. Zelfstandige biomassa-installaties worden gekenmerkt door een grote diversiteit aan brandstofsoort, techniekkeuze en installatiegrootte. De diversiteit heeft de laatste jaren geleid tot een uitgebreide, en wisselende, categorie-indeling. In het SDE-advies voor 2008-2009 (Van Tilburg *et al.*, 2008a) is GFT-vergisting toegevoegd. Grootschalige vergistingsopties, zoals bij de suiker- of bio-ethanolindustrie zijn geen onderdeel van dit conceptadvies maar zullen in het eindadvies wel aandacht krijgen.

#### *Referentiebrandstof per categorie*

Tabel 5.2 geeft een overzicht van brandstoffen die in dit advies voor de verschillende installaties als representatief worden aangemerkt en de bijbehorende referentieprijs. Bij de keuze van de referentiebrandstof is rekening gehouden met prijs en beschikbaarheid voor zover de beperkende categoriedefinities dit toelaten. Voor een toelichting op de prijzen zie Sectie 4.2.

Tabel 5.2 *Referentiebrandstoffen biomassaprojecten*

Categorie	Referentiebrandstof	Referentieprijs [€/ton]	Referentieprijs [€/GJ]
<b>Biomassavergistingsinstallaties</b>			
Stortgas	Ruw biogas	0	0
RWZI en AWZI	Slib	0	0
Covergisting van dierlijke mest	Mengsel mest/substraat	20	6,9
Vergisting overige biomassa	GFT	0	0
<b>Biomassaverbrandingsinstallaties</b>			
Vaste biomassa <10 MW <sub>e</sub>	Knip- en snoeihout	28	4,0
Vaste biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	Afvalhout	25	1,8
Vloeibare biomassa <10 MW <sub>e</sub>	Dierlijk vet	500	12,8
Vloeibare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	Frituurvet	425	10,9

Tabel 5.3 bevat de thermisch rendementen die worden gehanteerd in dit hoofdstuk. De werkelijke warmtebenutting wordt bepaald door vollasturen bij verschillende warmtebenuttingsniveaus toe te passen.

Tabel 5.3 *Thermisch rendement referentieinstallaties*

Categorie	Standaard thermisch rendement [%]
<b>Biomassavergistingsinstallaties</b>	
Stortgas/RWZI/AZWI	35
Covergisting van dierlijke mest	26
Vergisting van overige biomassa	26
<b>Biomassaverbrandingsinstallaties</b>	
Verbranding van vaste biomassa, <10 MWe	24
Verbranding van vaste biomassa, 10-50 MWe	30
Verbranding van vloeibare biomassa, <10 MWe	42
Verbranding van vloeibare biomassa, 10-50 MWe	48

### 5.2.1 Stortgas, RWZI en AWZI

Bij riool- en afvalwaterzuiveringsinstallaties, en bij stortgas uit stortplaatsen, kan een beperkte hoeveelheid biogas gewonnen worden. Dit biogas kan voor productie van hernieuwbare elektriciteit of productie van groen gas ingezet worden. Het onbenutte potentieel is beperkt.

Er worden in Nederland nauwelijks nog nieuwe afvalstortplaatsen in gebruik genomen. Verder wordt het storten van brandbaar organisch afval ontmoedigd, waardoor hergebruik en afvalbranding financieel aantrekkelijker is. De totale productie van stortgas zal de komende jaren dan ook afnemen. De grote gasmotoren zullen geleidelijk minder elektriciteit produceren. Bij te geringe productie is het niet met rendabel om de grote gasmotor te blijven gebruiken. De keus is dan tussen het affakkelen van het resterende stortgas, of het vervangen van de grote gasmotor door een kleinere gasmotor. Bij de referentie-installatie wordt daarom niet uitgegaan van het plaatsen van een nieuwe installatie op een stortplaats, maar van het vervangen van een gasmotor door een kleinere versie.

Tabel 5.4 *Technisch-economische parameters stortgas*

		Warmtebenutting niets	Warmtebenutting beperkt	Warmtebenutting aanzienlijk	2008-2009 Eindadvies
Co-verwerking biomassa RWZI/AWZI, 100 kW <sub>e</sub>					
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	2.100	2.385	2.385	2.050
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	6.500	6.500	6.500	6.500
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	210	240	240	205
Energie-inhoud	[GJ/ton]	3	3	3	3
Brandstofkosten	[€ct/m <sup>3</sup> ]	0	0	0	0
Elektrisch rendement	[%]	35	35	35	35
Thermisch rendement	[%]	0	6	13	0
Vermeden brandstofkosten	[€ct/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	22	22	n.v.t.
Basisbedrag	[€ct/kWh]	8,0	8,6	8,0	7,8

Het potentieel van biogasbenutting bij AWZI's en RWZI's is nagenoeg volledig benut. Om ook het laatste resterende potentieel in te kunnen zetten voor groen gas of hernieuwbare elektriciteit, is ook een berekening voor AWZI's en RWZI's toegevoegd, zie Tabel 5.4.

Tabel 5.5 *Technisch-economische parameters AWZI/RWZI*

		Warmtebenutting niets	Warmtebenutting beperkt	Warmtebenutting aanzienlijk	2008-2009 Eindadvies
RWZI/AWZI					
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	1.900	2.185	2.185	1.850
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	8.000	8.000	8.000	8.000
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	190	220	220	185
Energie-inhoud	[GJ/ton]	22	22	22	22
Brandstofkosten	[€ct/m <sup>3</sup> ]	0	0	0	0
Elektrisch rendement	[%]	35	35	35	35
Thermisch rendement	[%]	0	5	13	0
Vermeden brandstofkosten	[€ct/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	22	22	n.v.t.
Basisbedrag	[€ct/kWh]	5,9	6,4	5,7	5,8

### 5.2.2 Covergisting van dierlijke mest

Het potentieel voor covergisting van dierlijke mest is aanzienlijk. De beschikbare hoeveelheid mest maakt een forse doorgroei mogelijk. Co-substraat kan op het land verbouwd worden (bijvoorbeeld snijmais) of in de vorm van agroresiduën worden betrokken; ook dit vormt geen directe belemmering voor een doorgroei. Op diverse locaties zijn projecten in ontwikkeling, zowel in mestconcentratiegebieden als daarbuiten. De projecten kunnen zowel in landelijk gebied gesitueerd zijn als op industrieterreinen. De capaciteit ligt overwegend tegen de 30.000 ton per jaar, vanwege de grens voor MER-meldingsplicht van 100 ton per dag. De hoeveelheid mest staat in een verhouding van 1:1 met co-substraat. Enkele grotere projecten worden ontwikkeld met een capaciteit groter dan 60.000 ton. Het opgesteld vermogen ligt in de range van 600 tot 1000 kW<sub>e</sub>. De aard van de te vergisten biomassa en de daaraan gerelateerde biogasproductie heeft hier invloed op. Als referentiewaarde wordt 600 kW<sub>e</sub> gehanteerd.

Vergaande digestaatnabehandeling of vergaande vergisting gericht op verhoging van de biogasproductie zijn nog niet gangbaar, omdat ze in de meeste gevallen nog niet rendabel zijn ten opzichte van afvoer van het digestaat. Daarom wordt in dit rapport ervan uitgegaan dat het digestaat tegen mestprijzen wordt afgevoerd.

Een massareductie van 10% door vergisting wordt verondersteld. De uitgaande stromen hebben dus 10% minder gewicht dan de ingaande stromen. De invoer van mest levert baten op van € 15 per ton, bij een energie-inhoud van 1,0 GJ per ton. Het digestaat dient ook tegen het tarief van € 15 per ton afgevoerd te worden. De gemiddelde kosten voor het cosubstraat liggen op € 28 per ton. Dit is een stijging van ca. 10% ten opzichte van de aannames in (Tilburg *et al.*, 2008a), ingegeven door een verwachte stijging van de maïsprijzen in de komende jaren. Het cosubstraat bestaat dan ook voor ca. 50% uit energiemais, en voor ca. 50% uit een substraat met lagere kosten en lagere (of minder stabiele) biogasopbrengst.

Tabel 5.6 *Technisch-economische parameters covergisting van mest*

		Warmtebenutting niets	Warmtebenutting beperkt	Warmtebenutting aanzienlijk	2008-2009 Eindadvies
Co-vergisten, 600 kW <sub>e</sub>					
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	2.650	3.000	3.000	2.700
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	7.500	7.500	7.500	7.500
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	205	240	240	200
Energie-inhoud	[GJ/ton]	2,9	2,9	2,9	2,9
Brandstofkosten	[€/ton]	20	20	20	18,5
Elektrisch rendement <sup>12</sup>	[%]	26	26	26	26
Thermisch rendement	[%]	0	5	13	0
Vermeden brandstofkosten	[€/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	22	22	n.v.t.
Basisbedrag	[€/kWh]	18,7	19,3	18,3	17,9

Door de grote regionale spreiding in mestkosten, verschillen ook de productiekosten per regio. In mestarme gebieden, met een mestprijs van ca. -5 €/ton, zou het basisbedrag op 16,6 €/kWh uitkomen. In mestrijke gebieden, met een mestprijs van ca. -30 €/ton, zou het basisbedrag op 21,8 €/kWh uitkomen.

### 5.2.3 Vergisting van overige biomassa

De categorie vergisting van overige biomassa is een verzamelcategorie voor diverse kleine vergistinginstallaties. Binnen deze categorie zijn de volgende brandstof-techniekcombinaties mogelijk:

- vergisting van groente/fruit en tuinafval (GFT)
- co-vergisting met minder dan 50% mest en meer dan 50% co-substraat
- co-vergisting waarbij het co-substraat niet op de positieve lijst van LNV staat
- vergisting van oliën en vetten
- vergisting VGI-reststromen en restproducten uit de landbouwsector
- vergisting geïntegreerd met de productie van bio-ethanol
- co-verwerking in RWZI/AWZI van afvalwater en biomassa zoals swill
- vergisting van huishoudelijk afval.

<sup>12</sup> Het elektrisch rendement is betrokken op de energie-inhoud van de ingaande stromen verse mest en co-substraat. Het bevat dus de efficiency van het vergistingsproces plus de efficiency van de gasmotor.

In de praktijk zullen sommige brandstof-techniekcombinaties enkel op grote schaal uitgevoerd worden, zoals vergisting bij de suiker- en bio-ethanolindustrie. Deze installaties op grote schaal kennen een duidelijk andere kostenstructuur. De inschattingen voor de referentie-installatie zijn niet van toepassing op deze grote installaties; deze zullen nader worden beschouwd in het eindadvies.

De categorie overig wordt gekenmerkt door een grote variëteit aan projecten. Om een gemiddelde te kunnen bepalen wordt als bovengrens de vergisting van GFT beschouwd en als ondergrens de co-verwerking van biomassa in RWZI en AWZI installaties. Bij de vergisting van GFT wordt uitgegaan van een installatie met een verwerkingscapaciteit van 42.000 ton per jaar en een opgesteld elektrisch vermogen van 1000 kW<sub>e</sub>. Bij de co-verwerking van biomassa in RWZI- en AWZI-installaties wordt als uitgangspunt gehanteerd dat de zuivering en vergisting over voldoende reservecapaciteit beschikt om extra biomassa met een equivalent van 100 kW<sub>e</sub> toe te kunnen voegen zonder dat hierbij additionele investeringen nodig zijn. De investeringen beperken zich in dit geval tot uitbreiden van de capaciteit van de gasmotor en de daarbij behorende voorzieningen. Aanbevolen wordt het vermogen binnen de categorie vergisting overige biomassa te begrenzen op 10 MW<sub>e</sub>, enerzijds omdat projecten met een vermogen groter dan 10 MW<sub>e</sub> een andere kostenopbouw kennen, en anderzijds omdat deze projecten naar verwachting in zichzelf rendabel zijn.

De parameters bij de vergisting van GFT zijn bepaald voor de extra inspanning ten opzichte van een uitgangssituatie. De uitgangssituatie is dat het GFT wordt gecomposteerd. Alleen de meerinvesteringen en de jaarlijkse meerkosten ten opzichte van composteren om GFT vergisten mogelijk te maken worden meegenomen in de berekening van het basisbedrag. De brandstofkosten zijn daardoor per definitie 0.

Tabel 5.7 *Technisch-economische parameters GFT-vergisting*

Vergisten GFT, 1000 kW <sub>e</sub>		Warmtebenutting niets	Warmtebenutting beperkt	Warmtebenutting aanzienlijk	2008-2009 Eindadvies
Investeringskosten [€/kW <sub>e</sub> ]		4.000	4.250	4.250	3.900
Bedrijfstijd/vollasturen [Uren/jr]		8.000	8.000	8.000	8.000
Vaste O&M-kosten [€/kW <sub>e</sub> ]		410	435	435	400
Energie-inhoud [GJ/ton]		4,5	4,5	4,5	4,5
Brandstofkosten [€/ton]		0	0	0	0
Elektrisch rendement [%]		26	26	26	26
Thermisch rendement [%]		0	5	13	0
Vermeden brandstofkosten [€ct/m <sup>3</sup> ]		n.v.t.	22	22	n.v.t.
Basisbedrag [€ct/kWh]		12,7	12,9	12,0	12,4

#### 5.2.4 Verbranding van vaste biomassa <10 MW<sub>e</sub>

In de SDE zijn categorieën opgenomen voor thermische conversie van biomassa. De meest gangbare conversietechniek is verbranding. Ook vergassing en pyrolyse vallen onder deze categorie, maar zij zijn zo weinig gangbaar dat ze als referentietechniek niet in aanmerking komen. De referentiebrandstof in de categorie van kleinschalige verbranding van vaste biomassa (<10 MW<sub>e</sub>) is knip- en snoeihout. Door gebruik te maken van een relatief schone brandstof, kunnen de investeringskosten voor de rookgasreiniging beperkt blijven. Andere brandstoffen zijn goedkoper, maar vragen meer investeringskosten. Per saldo zal het basisbedrag in dezelfde orde van

grootte liggen. De referentie-installatie verbrandt houtachtige biomassa met een capaciteit van 30.000 ton per jaar, en heeft een elektrisch vermogen van 5 MW<sub>e</sub>.

De stijging in investeringskosten volgt het algemene patroon van de sector. De spreiding in investeringskosten is in de praktijk groot: tussen de 4000 en 6500 €/kW<sub>e</sub>. De bijbehorende O&M-kosten zijn evenredig meegestegen. Het aantal vollasturen ligt tussen de 7000 en 7800 uur, met 7500 uur als referentie. De brandstofkosten blijven ongewijzigd ten opzichte van het vorige advies op € 28 per ton bij een energie-inhoud van 7 MJ/kg. Het elektrisch rendement ligt op 24%, en enkele procenten lager bij warmtelevering.

Tabel 5.8 *Technisch-economische parameters vaste biomassa <10 MW<sub>e</sub>*

		Warmtebenutting niets	Warmtebenutting beperkt	Warmtebenutting aanzienlijk	2008-2009 Eindadvies
Thermische conversie <10 MW <sub>e</sub> Referentie 5 MW <sub>e</sub> vaste biomassa					
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	4.100	4.400	4.400	4.000
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	7.500	7.500	7.500	7.500
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	310	340	340	300
Energie-inhoud	[GJ/ton]	7	7	7	7
Brandstofkosten	[€/ton]	28	28	28	28
Elektrisch rendement	[%]	24	22	20	24
Thermisch rendement	[%]	n.v.t.	7	16	n.v.t.
Vermeden brandstofkos- ten (gas)	[ct/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	22	22	n.v.t.
Basisbedrag	[€ct/kWh]	19,1	19,7	19,0	18,8

### 5.2.5 Verbranding van vaste biomassa 10-50 MW<sub>e</sub>

Enkele grotere, nieuwe zelfstandige biomassaverbrandingsinstallaties, met een vermogen tussen de 10 en 50 MW<sub>e</sub>, gebruiken afvalhout als brandstof. De verwachting is dat een enkele installatie nog gebouwd kan worden, gegeven de beperkte beschikbaarheid van afvalhout in Nederland. Onduidelijk is wel, in hoeverre het importeren van afvalhout een aantrekkelijke optie is. Eventuele import maakt het potentieel aanzienlijk groter. De prijzen voor B-hout liggen in Duitsland echter hoger dan in Nederland. Door de lage energiedichtheid is vervoer over langere afstand niet lonend. Andere mogelijke biomassastromen worden gevormd door pluimveemest en geteeld hout. Voor geteeld hout wordt, op aangeven van het Ministerie van Economische Zaken, de randvoorwaarde meegenomen dat het hout met het FSC-keurmerk afgeleverd dient te worden. Aangenomen wordt dat deze randvoorwaarde resulteert in een premium product dat te duur is om te verbranden. De referentie-installatie heeft een capaciteit van ca. 135.000 ton per jaar met een elektrisch vermogen van 20 MW<sub>e</sub>.

De stijging in investeringskosten volgt het algemene patroon van de sector. De investeringskosten kennen in de praktijk een spreiding tussen de 3000 en 5000 €/kW<sub>e</sub>. De O&M-kosten zijn evenredig meegestegen. Het aantal vollasturen ligt tussen de 7500 en ruim 8000 uur, met 8000 uur per jaar als referentie. De brandstofkosten blijven ongewijzigd ten opzichte van het vorige advies op € 25 per ton bij een energie-inhoud van 14 MJ/kg. Het elektrisch rendement ligt tussen de 25 en 32%, deels beïnvloed door de warmteafzet, met als referentie 30%.



Tabel 5.9 *Technisch-economische parameters vaste biomassa 10 tot 50 MW<sub>e</sub>*

		Warmtebenutting niets	Warmtebenutting beperkt	Warmtebenutting aanzienlijk	2008-2009 Eindadvies
Thermische conversie >10 MW <sub>e</sub> Referentie 20 MW <sub>e</sub> vaste biomassa					
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	3.350	3.500	3.500	3.250
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	8.000	8.000	8.000	8.000
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	230	245	245	225
Energie-inhoud	[GJ/ton]	14	14	14	14
Brandstofkosten	[€/ton]	25	25	25	25
Elektrisch rendement	[%]	30	29	28	30
Thermisch rendement	[%]	n.v.t.	4	9	n.v.t.
Vermeden brandstofkosten (gas)	[ct/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	22	22	n.v.t.
Basisbedrag	[€ct/kWh]	11,7	11,8	11,3	11,5

### 5.2.6 Verbranding van vloeibare biomassa <10 MW<sub>e</sub>

De categorie thermische conversie van vloeibare biomassa kent twee vermogensklassen: kleinschalig (<10 MW<sub>e</sub>), en grootschalig (10-50 MW<sub>e</sub>). De meest gangbare techniek is verbranding van bio-olie in een dieselmotor. Vetten zijn onder kamertemperatuur weliswaar vast, maar bij de condities onder normale bedrijfsvoering worden zij vloeibaar, waardoor zij als vloeibare biomassa kunnen worden aangemerkt.

De investeringskosten liggen tussen de 1200 en 1600 €/kW<sub>e</sub>, uitgezonderd extra investeringen om warmtelevering mogelijk te maken. Hoewel de inzet van de dieselmotor flexibel kan zijn, wordt inzet in basislast verondersteld met 7500 vollasturen als referentie. Het elektrisch rendement ligt tussen de 38 en 43%, met 42% als referentie. Bij warmtebenutting ligt het elektrisch rendement lager. Ten opzichte van het advies voor 2008-2009 (Van Tilburg *et al.*, 2008a), is geen aparte component opgenomen voor het kopen van NO<sub>x</sub>-emissierechten.

In vergelijking met het advies voor 2008-2009 (Van Tilburg *et al.*, 2008a), is gerekend met lagere brandstofprijzen. Dit is gebaseerd op de recente ontwikkelingen in de mondiale markt voor plantaardige oliën en vetten. De geschatte kosten bedragen nu € 400 per ton bij 39 MJ/kg energie inhoud.

Tabel 5.10 *Technisch-economische parameters bio-olie kleiner dan 10 MW<sub>e</sub>*

Thermische conversie <10 MW <sub>e</sub>		Warmtebenutting niets	Warmtebenutting beperkt	Warmtebenutting aanzienlijk	2008-2009 Eindadvies
Referentie 1 MW <sub>e</sub> bio-olie					
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	1.400	1.600	1.600	1.350
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	7.500	7.500	7.500	7.500
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	155	175	175	150
Energie-inhoud	[GJ/ton]	39	39	39	39
Brandstofkosten	[€/ton]	500	500	500	550
Elektrisch rendement	[%]	42	41	39	42
Thermisch rendement	[%]	0	4	13	0
Vermeden brandstofkosten (gas)	[ct/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	22	22	n.v.t.
Basisbedrag	[€/kWh]	17,4	17,5	17,5	18,4

### 5.2.7 Verbranding van vloeibare biomassa 10-50 MW<sub>e</sub>

Installaties in de categorie thermische conversie van vloeibare biomassa bestaan in de praktijk uit projecten op basis van meerdere dieselmotoren met een nageschakelde stoomcyclus. Projecten zijn onder te verdelen in pieklastinstallaties tot 20 MW<sub>e</sub> en basislastinstallaties tot 50 MW<sub>e</sub>.

Tabel 5.11 *Technisch-economische parameters bio-olie 10 tot 50 MW<sub>e</sub>*

Thermische conversie >10 MW <sub>e</sub>		Warmtebenutting niets	Warmtebenutting beperkt	Warmtebenutting aanzienlijk	2008-2009 Eindadvies
Referentie 20 MW <sub>e</sub> bio-olie					
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	1.250	1.350	1.350	1.200
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	8.000	8.000	8.000	8.000
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	145	155	155	140
Energie-inhoud	[GJ/ton]	39	39	39	39
Brandstofkosten	[€/ton]	425	425	425	400
Elektrisch rendement	[%]	48	47	46	48
Thermisch rendement	[%]	0	5	9	0
Vermeden brandstofkosten (gas)	[ct/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	22	22	n.v.t.
Basisbedrag	[€/kWh]	13,7	13,3	13,2	14,6

### 5.3 Biomassa voor groen gas

Biomassa-opties waarbij de biomassa eerst wordt omgezet in methaangas (en andere gassen) hebben ook de mogelijkheid dit gasmengsel op te werken tot aardgaskwaliteit en vervolgens in te voeden in het gasnet. In Van Tilburg *et al.* (2008b) zijn de systemen voor groengasproductie gedetailleerd beschreven, inclusief de diverse processtappen. Voor dit advies is vooral gekeken naar relevante recente ontwikkelingen die mogelijk van invloed zijn op de technisch-economische parameters. In dit conceptadvies is vastgehouden aan de vier categorieën stortgas, R/AWZI, (co)vergisting van mest en overige vergisting. Uit laatste categorie wordt wellicht een aparte groep gelicht, namelijk vergisting van residu dat vrijkomt bij bioethanolproductie. Deze categorie is nog niet opgenomen in dit conceptadvies.

### *Referentieschaalgroottes*

Een belangrijke aanname in de groen-gasstudie van begin 2008 (Van Tilburg *et al.*, 2008) was dat groen-gasinstallaties alleen op het lokale net konden invoeden tot een maximale capaciteit van ca 150 Nm<sup>3</sup>/h. Dit leidde tot een maximale grootte voor productiesystemen van circa 300 Nm<sup>3</sup>/h ruw biogas. De noodzaak om grotere invoedingstromen mogelijk te maken werd her en der wel onderkend. Sindsdien hebben Gasunie en de regionale netwerkbedrijven acties ondernomen om invoeding van grotere volumes mogelijk te maken, hetzij direct bij de gasontvangstations op lage druk, hetzij op regionale distributie- en transportnetwerken. De verwachting is dat de eerste pilots voor invoeding in deze netwerken binnen een half jaar van start zullen gaan. Daarmee zullen invoedcapaciteiten tot 1000 Nm<sup>3</sup>/h en meer mogelijk worden. In feite is daarmee de maximale invoedcapaciteit geen beperkende factor meer voor de schaalgrootte van de groen-gasinstallatie. In dit licht zijn de referentiegrottes van de verschillende categorieën heroverwogen.

### *Referentietechnologie voor gaszuivering*

In het advies van begin dit jaar (Van Tilburg *et al.*, 2008) is gekozen voor membraanscheiding als referentietechniek bij stortgas en gaswassing bij de drie andere categorieën. Een mogelijk kostenefficiënte nieuwe technologie was cryogene scheiding. Gebrek aan praktijkervaring deed ons echter kiezen voor andere technieken als referentie.

Onder de huidige SDE-aanvragen zijn ook enkele systemen op basis van cryogeen. Deze zijn echter nog niet gerealiseerd, dus praktijkervaring is er nog steeds niet. Op basis hiervan zijn de referentietechnologieën gehandhaafd.

### *Kostenaannames investeringen en O&M*

Voor de kostenaannames van investeringen en O&M is goeddeels gebruik gemaakt van de analyses and marktgegevens die vorig jaar waren verzameld (Van Tilburg *et al.*, 2008b). De volgende bronnen zijn gebruikt om deze gegevens te toetsen op realiteitswaarde:

- Gegevens uit de markt omtrent nieuwe groen-gasprojecten.
- Een gedetailleerde studie van het Fraunhofer Instituut (Urban *et al.*, 2007) over de kosten van groen gas in Duitsland.

Daar waar geen nieuwe informatie beschikbaar was is een standaard-inflatiecorrectie toegepast van 2% op de gegevens van Van Tilburg *et al.* (2008b).

### **5.3.1 Stortgas en afval- en rioolwaterzuiveringsinstallaties**

De ruwbiogasproductie bij stortgas en R/AWZI's hebben met elkaar gemeen dat het ruwe biogas dat vrijkomt in feite een restproduct is; in het geval van stortgas van de functie stort, in het geval van R/AWZI's van de zuivering van water. Daarom komt het biogas in feite kosteloos beschikbaar voor verdere bewerking. In eerdere studies (Tilburg *et al.*, 2006; Welink *et al.*, 2007) lagen de onrendabele toppen voor groen gas uit stortgas en uit R/AWZI's dan ook dicht bij elkaar.

Voor beide groepen is het potentieel aan nieuwe installaties in Nederland beperkt. 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 toepassen ruw biogas uit storten zijn dan ook benut; hooguit zijn projecten te verwachten door vervanging van bestaande installaties waarbij ingespeeld wordt op de afnemende productie van stortgas bij eenmaal gesloten stortplaatsen.

Het aantal projecten dat op het gebied van afval- en rioolwaterzuiveringsinstallaties wordt ontwikkeld is beperkt omdat bij de bedrijfsvoering niet het opwekken en gebruiken van bio-

energie, maar de noodzaak tot afvalwaterzuivering 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.

### *Referentie-installaties*

Het referentiesysteem voor deze categorie heeft een ruwbiogasproductie van 150 Nm<sup>3</sup>/h (of 80 Nm<sup>3</sup>/h groen gas). Dat is vergelijkbaar met een WKK van 300 kW<sub>e</sub>, daarmee is de referentie consistent met de referentie in het advies voor duurzame elektriciteit voor deze categorieën.

Op basis van kostenindicaties en technische overwegingen (zie Van Tilburg *et al.*, 2008) gekozen voor membraanscheiding als referentietechnologie voor gaszuivering bij stortgas. Ook dit is bewezen technologie. Bij deze installatie is er geen warmtebehoefte, de vereiste elektriciteit wordt betrokken van het net. Voor R/AWZI's is gaswassing de referentietechnologie voor gaszuivering. De warmte die nodig is voor deze techniek wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te stoken. De restwarmte die hierbij vrijkomt kan worden gebruikt voor het dekken van een deel van de warmtevraag van de vergister. De vereiste elektriciteit wordt betrokken van het net.

### *Berekeningsaannames*

In Tabel 5.12 en Tabel 5.13 staan de technisch-economische parameters voor respectievelijk stortgas en R/AWZI's.

Toelichting:

- Het aantal vollasturen bij stortgas is beperkt tot 6.500 uur als gevolg van de afname van het stortgasaanbod over de levensduur van de installatie- de investeringskosten tussen 1 en 2 lijnen verschillen nauwelijks.
- Alle kosten die gemoeid zijn met energiebenutting worden ten laste gebracht van het project in de vorm van investerings- en operationele kosten, dit ten opzichte van de referentiesituatie: het affakkelen van stortgas c.q. biogas.

Tabel 5.12 *Technisch-economische parameters stortgas*

		2009-2010	Eindadvies 2008-2009
Referentie grootte	[Nm <sup>3</sup> /h biogas]	150	154
Bedrijfstijd	[Uren/jr]	6.500	6.500
<i>Vergistingsdeel:</i>			
Investeringskosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	0	0
Vaste O&M-kosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	0	0
Energetisch rendement vergister	[%]	-	-
Energie-inhoud substraatmix	[GJ/ton]	n.v.t.	n.v.t.
Substraatkosten	[€/ton]	0	0
<i>Groengasproductie:</i>			
Investeringskosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	5350	5240
Vaste O&M-kosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	360	350
Methaanrendement gaszuivering	[%]	80	80
<i>Elektriciteits- en warmteopwekking:</i>			
Warmtevraag	[MJ/Nm <sup>3</sup> biogas]	n.v.t.	n.v.t.
Elektriciteitsvraag	[kWh/Nm <sup>3</sup> biogas]	0,15	0,15
Basisbedrag		36,4	35,7

Tabel 5.13 *Technisch-economische parameters RWZI en AWZI*

		2009-2010	Eindadvies 2008-2009
Referentie grootte	[Nm <sup>3</sup> /h biogas]	150	154
Bedrijfstijd	[Uren/jr]	8000	8000
<i>Vergistingsdeel:</i>			
Investeringskosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	-	-
Vaste O&M-kosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	-	-
Energetisch rendement vergister	[%]	67%	67%
Energie-inhoud substraatmix	[GJ/ton]	n.v.t.	n.v.t.
Substraatkosten	[€/ton]	0	0
<i>Groengasproductie:</i>			
Investeringskosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	6390	6260
Vaste O&M-kosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	430	424
Methaanrendement gaszuivering	[%]	99,9	99,9
<i>Elektriciteits- en warmteopwekking:</i>			
Warmtevraag gaswaster	[MJ/Nm <sup>3</sup> biogas]	1,9 <sup>13</sup>	1,9 <sup>13</sup>
Elektriciteitsvraag	[kWh/Nm <sup>3</sup> biogas]	0,13	0,13
Basisbedrag		28,2	27,7

### 5.3.2 Covergisting van dierlijke mest

#### *Referentie-installatie*

Voor dit advies is ervoor gekozen om basisbedragen te berekenen voor twee systemen:

<sup>13</sup> Dit is de warmtevraag van de gaswaster. De restwarmte van dit proces is voldoende voor ca 70% van de warmtevraag van de vergister. Bij een methaanproductie van 56 Nm<sup>3</sup>/ton substraat en een rendement van de verwarmingsketel van 90% komt dit overeen met 10% van het geproduceerde biogas.

- Één met een productiecapaciteit aan ruw biogas van 270 Nm<sup>3</sup>/h (of 150 Nm<sup>3</sup>/h groen gas). De grootte van de vergister van een dergelijke installatie is vergelijkbaar met een bio-WKK van 600 kW<sub>e</sub>.
- Één met een productiecapaciteit van 875 Nm<sup>3</sup>/h ruw biogas (of 500 Nm<sup>3</sup>/h groen gas). Deze schaalgrootte is vergelijkbaar met een bio-WKK van 2 MW<sub>e</sub>.

Op basis van de kostenindicaties van de diverse technologieën is als referentie-gaszuiveringstechniek gekozen voor gaswassing. De warmte die nodig is voor deze techniek wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te stoken. De restwarmte die bij gaswassing vrijkomt is voldoende voor het verwarmen van de vergister. De vereiste elektriciteit wordt betrokken van het net. Specifiek voor vergisting is een analyse gemaakt van de kosten van een WKK die voorziet in de elektriciteits- en warmtebehoefte van de installatie. Bij installaties in de orde van grootte van 500 Nm<sup>3</sup>/h groen gas komt deze variant in hetzelfde kostengebied als een systeem met een warmteketel en elektriciteit van het net. Omwille van de eenvoud is voor de referentie het laatste gekozen, ook voor het grootschalige systeem.

#### *Berekeningsaannames*

De technisch-economisch parameters voor de referentieoptie ter grootte van 270 Nm<sup>3</sup>/h (600 kW<sub>e</sub>-eq) zijn opgenomen in Tabel 5.14, die voor het systeem ter grootte van 875 Nm<sup>3</sup>/h (2 MW<sub>e</sub>-eq.) staan in Tabel 5.15.

Tabel 5.14 *Parameters covergisting van mest (270 Nm<sup>3</sup>/h ruw biogas).*

		2009-2010	Advies 2008-2009
Referentie grootte	[Nm <sup>3</sup> /h biogas]	270	270
Bedrijfstijd	[Uren/jr]	7.500	7.500
<i>Vergistingsdeel:</i>			
Investeringskosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	4490	4400
Vaste O&M-kosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	295	290
Energetisch rendement vergister	[%]	67	67
Energie-inhoud substraatmix	[GJ/ton]	2,9	2,9
Substraatkosten	[€/ton]	20	18,5
<i>Groengasproductie:</i>			
Investeringskosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	3880	3800
Vaste O&M-kosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	385	375
Methaanrendement gaszuivering	[%]	99,9	99,9
<i>Elektriciteits- en warmteopwekking:</i>			
Warmtevraag (water bepalend)	[MJ/Nm <sup>3</sup> biogas]	1,9 <sup>14</sup>	1,9 <sup>1</sup>
Elektriciteitsvraag gasreiniging	[kWh/Nm <sup>3</sup> biogas]	0,15	0,15
Elektriciteitsvraag vergister	[Nm <sup>3</sup> /h biogas]	0,10	0,10
Basisbedrag		87,5	84,0

Tabel 5.15 *Parameters covergisting van mest (875 Nm<sup>3</sup>/h ruw biogas).*

		2009-2010	Advies 2008-2009
Referentie grootte	[Nm <sup>3</sup> /h biogas]	875	Niet
Bedrijfstijd	[Uren/jr]	7.500	opgenomen
<i>Vergistingsdeel:</i>			
Investeringskosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	4280	
Vaste O&M-kosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	255	
Energetisch rendement vergister	[%]	67%	
Energie-inhoud substraatmix	[GJ/ton]	2,9	
Substraatkosten	[€/ton]	20	
<i>Groengasproductie:</i>			
Investeringskosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	1630	
Vaste O&M-kosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	155	
Methaanrendement gaszuivering	[%]	99,9%	
<i>Elektriciteits- en warmteopwekking:</i>			
Warmtevraag (water bepalend)	[MJ/Nm <sup>3</sup> biogas]	1,9 <sup>14</sup>	
Elektriciteitsvraag gasreiniging	[kWh/Nm <sup>3</sup> biogas]	0,15	
Elektriciteitsvraag vergister	[Nm <sup>3</sup> /h biogas]	0,10	
Basisbedrag		78,5	

<sup>14</sup> Bepalend is de warmtevraag van de gaswasser. De restwarmte van dit proces is voldoende voor het verwarmen van de vergister. Bij een methaanproductie van 56 Nm<sup>3</sup>/ton substraat en een rendement van de verwarmingsketel van 90% komt dit overeen met 10% van het geproduceerde biogas.

### 5.3.3 Vergisting van overige biomassa

#### *Referentie-installatie*

Onder vergisting van overige biomassa vallen installaties niet zijnde installaties voor de benutting van stortgas, de benutting van biogas uit RWZI en AWZI en installaties voor het covergisten van mest. Het is mogelijk dat in aanvulling hierop andere brandstof/techniek/schaalgrootte combinaties waarbij vergisting plaatsvindt worden uitgesloten. De ministeriele regeling behorend bij de SDE 2008-2009 geeft hierover uitsluitel. Binnen de categorie vergisting overige biomassa kunnen onder andere de volgende vormen van vergisting vallen:

- Vergisting van groente, fruit en tuinafval (GFT).
- Covergisting met minder dan 50% mest of met co-substraat dat niet op de positieve lijst van LNV staat.
- Vergisting van oliën en vetten, restproducten uit de agro-sector en voedings- en genotsmiddelenindustrie.
- Coverwerking in RWZI/AWZI van afvalwater en biomassa zoals bijvoorbeeld swill.

De categorie vergisting overige biomassa wordt gekenmerkt door een grote variëteit aan projecten. Bij het bepalen van de referentie installatie is de brandstof/techniek combinatie leidend geweest waarvan de verwachting is dat deze in de komende jaren op grote schaal kan worden toegepast en waarvan bekend is dat hierop betrekking hebben projecten niet rendabel zijn zonder subsidie. Als referentie dient de vergisting van GFT (groente, fruit en tuinafval). In de komende jaren doet zich de mogelijkheid voor om bij het verwerken van GFT over te gaan van composteren naar vergisten. Bestaande composteerinstallaties bereiken het einde van hun levensduur en kunnen vervangen worden door GFT vergisters. Bij de vergisting van GFT wordt uitgegaan van een installatie met een verwerkingscapaciteit van 21.000 ton per jaar en een opgesteld elektrisch vermogen van 500 kW<sub>e</sub>. Zoals eerder vermeld wordt wellicht vergisting geïntegreerd met de productie van bio-ethanol uit deze categorie gelicht.

#### *Berekeningsaannames*

In Tabel 5.16 staan de technisch-economische parameters voor vergisting van overige biomassa, gebaseerd op GFT-vergisting. Deze parameters zijn volgens een zelfde benadering als bij de verbranding van afval afgeleid. De uitgangssituatie is dat het GFT wordt gecomposteerd. Alleen de meerinvesteringen en de jaarlijkse meerkosten ten opzichte van composteren om GFT vergisten mogelijk te maken worden meegenomen in de berekening van het basisbedrag. De brandstofkosten zijn daardoor per definitie 0.

De hoeveelheid gegevens waarop deze schattingen gemaakt is, is beperkt. In de marktconsultatie zal hieraan dan ook extra aandacht aan worden besteed.



Tabel 5.16 *Technisch-economische parameters vergisting overige biomassa.*

		2009-2010	Advies 2008-2009
Referentie grootte	[Nm <sup>3</sup> /h biogas]	225	225
Bedrijfstijd	[Uren/jr]	8000	8000
<i>Vergistingsdeel:</i>			
Investeringskosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	7950	7800
Vaste O&M-kosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	910	890
Energetisch rendement vergister	[%]	67	67
Energie-inhoud substraatmix	[GJ/ton]	n.v.t.	n.v.t.
Substraatkosten	[€/ton]	0	0
<i>Groengasproductie:</i>			
Investeringskosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	5300	5200
Vaste O&M-kosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	410	400
Methaanrendement gaszuivering	[%]	99,9	99,9
<i>Elektriciteits- en warmteopwekking:</i>			
Warmtevraag	[MJ/Nm <sup>3</sup> biogas]	1,9	1,9
Elektriciteitsvraag vergister	[kWh/Nm <sup>3</sup> biogas]	0,15	0,15
Elektriciteitsvraag	[Nm <sup>3</sup> /h biogas]	0,10	0,10
<b>Basisbedrag</b>		<b>73,3</b>	<b>70,3</b>

## 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 cases<sup>15</sup>.

- Standaard AVI, bruto rendement 23,0%, netto 21,5%.
- AVI met een opgevaardeerd rendement, bruto rendement 28,5%, netto 27%.
- AVI met een hoog rendement, bruto rendement 31,5%, netto 30%.

De werkwijze voor het bepalen van de technisch-economische parameters en de daaraan ten grondslag liggende overwegingen zijn ongewijzigd ten opzichte van het advies van november 2004 (Van Sambeek *et al.*, 2004b). Alleen het zogenaamde energiebedrijf van de AVI wordt in beschouwing genomen, niet het afvalbedrijf. Het energiebedrijf omvat alle kosten die gemaakt moeten worden om energiebenutting bij AVI's mogelijk te maken. In voorgaande adviezen is ook de case van een AVI met een laag rendement doorgerekend. De realisatie van een dergelijke installatie wordt niet meer mogelijk geacht gezien de huidige regelgeving rond vergunningverlening ('BAT Reference Documents' ofwel BREF's voor afvalverbrandingsinstallaties).

Bij de bepaling van de technisch-economische parameters wordt uitgegaan van een AVI die alleen elektriciteit opwekt. De rendementen hebben in dit kader alleen betrekking op de opwekking van elektriciteit. Het netto elektrisch rendement wordt gebruikt bij de bepaling van het basisbedrag. Het verschil tussen het netto en het bruto rendement komt voor rekening van het eigen gebruik van het energiebedrijf van de AVI. Bij een beroep op de SDE 2008-2009 dient het rendement bepaald te worden volgens de ministeriele regeling behorend bij de SDE 2008-2009, warmtelevering telt voor 2/3 mee in de bepaling van het rendement.

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 herzien con-

<sup>15</sup> De cases zijn gedefinieerd als functie van het bruto elektrisch rendement. Het netto rendement ligt 1,5%punt lager als gevolg van het elektrisch eigen verbruik dat samenhangt met het energiebedrijf van een AVI.

form de laatste inzichten zoals verkregen uit de consultatie. Uitgegaan wordt van de uitbreiding van een bestaande AVI met een verbrandingslijn met een capaciteit van 250.000 ton per jaar. De technisch-economische parameters geldend voor AVI's in het kader van SDE 2008-2009 zijn opgenomen in Tabel 5.10. Ter vergelijking zijn in Tabel 5.11 de technisch-economische parameters opgenomen zoals gehanteerd bij het advies 2006-2007.

Tabel 5.17 *Technisch-economische parameters afvalverbrandingsinstallaties 2009-2010*

Installatietype (rendement)		Standaard	Upgrade	Hoog
Investeringskosten	[€/kWe]	2450	2550	2750
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	8.080	7.800	7.500
Variabele O&M-kosten	[€/ct/kWh]	1,2	1,3	1,4
Energie-inhoud	[GJ/ton]	10	10	10
Brandstofkosten	[€/ton]	0	0	0
Basisbedrag	[€/ct/kWh]	5,0	5,2	5,9
Elektrisch rendement (bruto)	[%]	23,0	28,5	31,5
Basisbedrag	[€/ct/kWh]	5,2	5,6	6,2

Tabel 5.18 *Technisch-economische parameters afvalverbrandingsinstallaties 2008-2009*

Installatietype (rendement)		Standaard	Upgrade	Hoog
Investeringskosten	[€/kWe]	2.400	2.500	2.700
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	8.080	7.800	7.500
Variabele O&M-kosten	[€/ct/kWh]	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
Basisbedrag	[€/ct/kWh]	5,1	5,6	6,1

## 5.5 Zon-PV

Bij fotonvoltaïsche zonne-energie (hierna: zon-PV) wordt zonlicht direct omgezet in elektriciteit. Op lange termijn heeft zon-PV de potentie om op een kosteneffectieve manier in een deel van de elektriciteitsvraag te voorzien. Recente studies gaan er vanuit dat in Nederland grote netgekoppelde systemen na 2030 concurrerend kunnen worden (Holland Solar 2005). Kleine systemen die 'achter de meter' het kleinverbruikertarief krijgen, zouden rond 2020 al concurrerend kunnen worden, afhankelijk van hoe snel en in welke omvang de toepassing van zon-PV technologie internationaal gaat doorzetten.

Nederland kende tot 2003 een investeringssubsidie voor zon-PV in de vorm van de Energie Premie Regeling (EPR). Onder invloed van deze subsidie is het opgesteld zon-PV vermogen destijds sterk toegenomen. Na de afschaffing van de EPR in 2003 en het uitblijven van volwaardige subsidie onder de MEP is verdere groei uitgebleven totdat zon-PV in 2008 weer werd opgesteld onder de SDE.

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<sub>p</sub>. Op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken wordt in 2009 net als in 2008 onderscheid gemaakt in basisbedragen voor een drietal systemen:

- Huishoudens gebouwgeïntegreerd (klein) 0 - 3,5 kW<sub>p</sub>
- Kantoorgebouwen gebouwgeïntegreerd (middel) 3,5-15 kW<sub>p</sub>
- Grote geïntegreerde systemen (groot) 15-100 kW<sub>p</sub>.

Er is gekozen voor gebouwgeïntegreerde systemen, en niet voor zonneparken, omdat Nederland niet zozeer leereffecten kan realiseren door het opvoeren van productievolume, maar door de slimme toepassingen, de processen rond introductie, en het gebruik van systemen in de gebouwde omgeving te bevorderen. Door de grens bij 100 kW<sub>p</sub> te leggen worden juist dit soort systemen gerealiseerd met de daarbij horende leereffecten.

Grote fabrikanten van kristallijn silicium zonnecellen zijn momenteel het best in staat om commercieel te opereren. Kleinere, innovatieve producenten zoals die van dunne laag PV zijn commercieel gezien nog in het nadeel. Gegeven het subsidieregime voor Zon-PV en de gunstige toekomstverwachtingen moeten deze bedrijven in staat worden geacht om met een business plan de benodigde ontwikkeling en opschaling te kunnen financieren, al dan niet met ondersteuning van de daarvoor bestemde energieonderzoeksubsidies.

### *Technisch-economische parameters*

Voor het monitoren van kostenontwikkelingen is vooral Duitsland van belang, dat met een geïnstalleerd vermogen van 3900 MW<sub>p</sub> goed is voor ruim 80% van het geïnstalleerde zon-PV vermogen in Europa. De Duitse Erneuerbare Energiegesetz (EEG) steunt zon-PV sinds jaren structureel en daardoor groeien zowel zonneparken als gebouw geïntegreerde systemen sterk. Kostenontwikkelingen van zonneparken geven inzicht in de meest kale productprijs, omdat daar de voordelen van schaalgrootte maximaal benut kunnen worden. Voor kleinere, gebouw geïntegreerde systemen zal enerzijds een meerprijs betaald worden voor de integratie van de PV-systemen, en anderzijds met hogere investeringskosten gerekend moeten worden vanwege de kleine schaal. Als geheel worden de investeringskosten bepaald door de modulekosten en de *balance of system*-kosten (BoS) voor effectieve onderlinge elektrische schakeling van de modules. De vergoeding heeft betrekking op het *turn-key* opleveren van het zon-PV-systeem. Hier vallen ook de installatiekosten voor het zon-PV-systeem onder. Merk wel op dat eventuele meerkosten van benodigde elektrische aanpassingen binnenin het gebouw of de woning niet worden meegeënen in het basisbedrag. Deze meerkosten worden veroorzaakt door gebouwspecifieke eigenschappen. Alleen het *turn-key* zon-PV-systeem wordt dus vergoed.

Door de sterke wereldwijde groei van zon-PV sinds de introductie, 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 echter wezenlijk hoger dan de kosten. In die zelfde tijd is er fors geïnvesteerd in productiecapaciteit. In 2007 groeide de mondiale productiecapaciteit van modules met 50%. In China is de productiecapaciteit in één jaar meer dan verdubbeld tot 820 MW<sub>p</sub>, goed voor ruim 20% van de mondiale productie. De industrie globaliseert en het aantal producenten neemt snel toe. Door sterke groei van de vraag in Duitsland, Spanje en Italië steeg het geïnstalleerde vermogen in Europa evenzogoed met 50% tot 4700 MW<sub>p</sub>, ruim 60% van het mondiale vermogen.

Het IEA rapporteert een dalende trend in *turn-key* prijzen sinds 2007. Enquêtes onder Duitse installateurs laten hetzelfde beeld zien. In 2009 zal het Duitse zon-PV subsidietarief conform de in de EEG gehanteerde systematiek van degressie met 7% dalen (voor systemen kleiner dan 30 kW<sub>p</sub>), en met 8% in 2010. In het vooruitzicht daarvan worden middelgrote systemen in Duitsland nu aangeboden voor 4000 €/kW<sub>p</sub>. Sommige 'prijzvechters' bieden lagere prijzen.

Door de toenemende concurrentie, de groei van de industrie, en de degressie in de Duitse EEG, is het aan te nemen dat zonneparken in het vrije veld die in 2009 besteld worden kunnen worden opgeleverd voor een *turn-key* prijs van 3300 €/kW<sub>p</sub> (module: 2300 €/kW<sub>p</sub>, BoS: 1000 €/kW<sub>p</sub>). Voor de geïntegreerde systemen liggen de BoS-kosten circa 500 €/kW<sub>e</sub> hoger, waardoor grote geïntegreerde systemen tegen 3800 €/kW<sub>p</sub> opgeleverd kunnen worden. Voor de middelgrote en kleinere systemen liggen de kosten nog een fractie hoger (4000 €/kW<sub>p</sub>), bijvoorbeeld doordat administratieve kosten als aanmelding voor EnerQ sterker doorwerken in het investeringsbedrag per geïnstalleerd vermogen. In Duitsland bestaat veel ervaring met BoS-kosten voor gebouw ge-

integreerde systemen. De Duitse EEG voor zon-PV rekent met één categorie  $<30 \text{ kW}_p$  en maakt geen speciaal onderscheid naar kleinere systemen.

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 in Nederland liggen. Ten opzichte van het advies voor 2008-2009 zijn nu ook meterkosten à 30 €/jaar meegenomen in de O&M-kosten. Voor grote systemen blijven de variabele kosten gehandhaafd op de vorig jaar gehanteerde 2,7 €/kWh. 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 5,6 €/kWh (incl. BTW), voor middelgrote systemen op 3,2 €/kWh (excl. BTW). Deze kosten dekken als geheel enkele onderhoudsbeurten per installatie wat voldoende is voor de kwalitatief hoogwaardigste systemen.

Het zonaanbod in Nederland is 950 tot 1050 kWh/m<sup>2</sup>, met als referentie 1000 kWh/m<sup>2</sup>. 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 getal is aan de hoge kant wanneer het systeem door de oriëntatie van de woning niet goed op de zon is gericht. Er is echter voldoende dakpotentieel in Nederland waar de 850 vollasturen wel gehaald kunnen worden. Op dit moment wordt het wenselijk geacht alleen de meest effectieve toepassingen te stimuleren.

De Tweede Kamer heeft opgeroepen<sup>16</sup> 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<sub>p</sub> 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 €/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<sub>p</sub> 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 particulieren wordt wel de BTW in de berekening van het basisbedrag meegenomen. 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.

---

<sup>16</sup> Tweede Kamer, vergaderjaar 2003-2004, 29 372, nr. 45.

Tabel 5.19 *Technisch-economische parameters Zon-PV conceptadvies 2009-2010*

		Klein	Middel	Groot
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	4760	4000	3800
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	850	850	850
Variabele O&M-kosten	[€ct/kWh]	5,6	3,2	2,7
Onbalanskosten	[€ct/kWh]	0,0	0,3	0,4
Basisbedrag	[€ct/kWh]	52,1	48,9	45,9

Tabel 5.20 *Technisch-economische parameters Zon-PV eindadvies 2008-2009*

		Klein	Middel	Groot
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	5355	4500	4300
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	850	850	850
Variabele O&M-kosten	[€ct/kWh]	4,4	3,0	2,7
Onbalanskosten	[€ct/kWh]	0,0	0,3	0,4
Basisbedrag	[€ct/kWh]	56,4	54,8	52,0

## 6. Financieel-economische berekeningsaannames

Ten opzichte van het advies voor de basisbedragen uit februari 2008 zijn een aantal wezenlijke veranderingen doorgevoerd op het gebied van financieel economische berekeningsaannames: Variabele kosten gedurende de looptijd van het project worden met 2% geïndexeerd en het risicoprofiel van met name zelfstandige biomassa-projecten is opnieuw geijkt. Het gevolg van deze herijking is een lichte bijstelling voor het aandeel eigen vermogen bij zelfstandige biomassa-installaties.

### 6.1 Risico en rendement

Naast vreemd vermogen (in de vorm van een banklening) zijn duurzame energieprojecten van dien aard dat een deel van de financiering zal bestaan uit eigen vermogen. De hoeveelheid vreemd vermogen wordt bepaald door de netto *zekere* kasstromen na belastingen. Het aandeel eigen vermogen is minimaal het restant, maar er kan in de praktijk ook worden gekozen voor een groter aandeel eigen vermogen dan strikt noodzakelijk. Het uitgangspunt voor een bank is dat een lening altijd kan worden terugbetaald, ook wanneer het tegenzit in een project. Bij windenergie is vooral het windrisico bepalend voor de grootte van de lening. Op locaties met veel wind kan meer worden geleend dan op plaatsen met weinig wind. Bij biomassa-projecten is de onzekerheid in de brandstofprijzen en het technologisch risico bepalend voor de verhouding eigen vermogen vreemd vermogen. De elektriciteitsprijs vormt geen risico, zolang de elektriciteitsprijs binnen een zekere bandbreedte blijft. Het overblijvende risico wordt afgedekt door de basisprijspremie, zie hoofdstuk 7.

Op basis van een internationaal geijkte risico-inschatting van duurzame energieprojecten is een rendement op eigen vermogen van 15% redelijk. Bij de gehanteerde verhouding EV/VV leidt dit tot een WACC<sup>17</sup> tussen 4,9 en 7,1% wat in overeenstemming is met waarden zoals die bijvoorbeeld ook in Duitsland worden gehanteerd. Bij de referentieprojecten is uitgegaan van een projectfinanciering. Dit houdt in dat de zekerheden voor de banken uit het project zelf moeten komen en onzekerheden zoveel mogelijk moeten worden afgedekt via (lange-termijn)contracten of verzekering. In tegenstelling tot wanneer gebruik wordt gemaakt van zogenaamde *corporate finance*, is er geen mogelijkheid om bij tegenvallers terug te grijpen op de reserves van de onderneming.

#### *Biomassa*

Biomassa-projecten worden als risicovol ervaren. Een groot deel van de kosten bij deze projecten wordt veroorzaakt door de brandstofcomponent en het is vrijwel onmogelijk om een lange termijn prijs vast te zetten. Om het risico van biomassaprijs en -beschikbaarheid beheersbaar te maken wordt vrijwel altijd gekeken naar samenwerking met een specifieke leverancier van biomassa. Dit kan bijvoorbeeld door samenwerking met partijen die reststromen beschikbaar hebben, maar het kan ook door als energieproducent een deel van de grondstofproductie binnen de onderneming te brengen (zoals een deelneming in een biomassaplantage). Wanneer een installatie zo kan worden gebouwd dat er meerdere soorten grondstof in kunnen (i.e. multi fuel) werkt dit ook in het voordeel. Ondanks risicobeperkende constructies is een aandeel eigen vermogen van 25% representatief voor projecten waarbij de biomassa buiten het project moet worden gekocht. Voor projecten met een zekere biomassa-beschikbaarheid, bijvoorbeeld bij stortgas, is een aandeel eigen vermogen van 20% representatief.

---

<sup>17</sup> WACC: Weighted Average Cost of Capital. Dit wordt berekend als het gewogen gemiddelde van de kapitaalkosten, waarbij het rendement op vreemd vermogen *na* belasting wordt meegewogen.

### *Wind op land*

In de financiële sector is al betrekkelijk veel ervaring met het financieren van windprojecten op land en banken en investeerders hebben een methode om een eerste beoordeling te doen voor een windproject. De hoeveelheid vreemd vermogen die door banken wordt verstrekt voor de financiering van een windpark is afhankelijk van de netto kasstroom na belasting. De som van aflossing en rente (de zgn. *debt service*) moet daarbij circa 20% lager zijn dan de ‘zekere’ opbrengst. Voor de bepaling van de zekere opbrengst wordt een locatiespecifieke windmeting gebruikt. De zekere kasstroom is juist die kasstroom, die met een kans van 90% wordt gerealiseerd ( $P_{90}$ ). Bij de gekozen referentiesituatie leidt dit tot een project met 20% eigen vermogen.

Merk op dat het in de (Nederlandse) praktijk wel voorkomt dat een project met een kleiner aandeel eigen vermogen wordt gefinancierd, maar dan is altijd voldoende zekerheid dat de *debt-service* kan worden betaald, bijvoorbeeld doordat een hoge windopbrengst (tot 3000 vollasturen op land) zorgt voor meer dan voldoende beschikbare kasstromen.

## 6.2 EIA en groenfinanciering

Naast de directe SDE-subsidie zijn er twee generieke beleidsinstrumenten voor aanvullende ondersteuning van hernieuwbare elektriciteit: EIA en groenfinanciering. De energie-investeringsaftrek (EIA) is een fiscale regeling die de ondernemer in staat stelt tot 44% van de investeringskosten af te trekken van de fiscale winst van de onderneming. Op deze manier wordt vennootschapsbelasting uitgespaard. Een tweede aanvullende regeling is de mogelijkheid tot groenfinanciering, het verkrijgen van een lening tegen een lager rentetarief.

De aftrekpost voor EIA is in 2008 gemaximeerd op € 110 miljoen per onderneming per project, zodat het maximale EIA-voordeel de vennootschapsbelasting over € 48,8 mln. is. De EIA-lijst, die aangeeft welke installaties voor EIA in aanmerking komen, heeft per 1 januari 2008 enkele wijzigingen ondergaan die relevant zijn voor SDE-gerechtigde installaties. Zo is het EIA-voordeel voor wind en zon-PV gelimiteerd tot resp. 600 €/kW<sub>p</sub> en 3000 €/kW<sub>e</sub>. Omdat het basisbedrag voor de SDE uitgaat van de kosten, heeft dit geen effect op de totale beleidssteun - het deel dat gekort is op de EIA wordt bijgesubsidieerd door de SDE. In de berekeningen voor de basisbedragen wordt aangenomen dat het EIA-voordeel in het eerste jaar geïnd kan worden.

Naast beperkingen aan het EIA-voordeel per kW<sub>e</sub>, worden ook eisen gesteld aan het rendement van de installatie. Voor biomassa-installaties die alleen warmte leveren geldt de eis voor een warmterendement van 80% en voor WKK-installaties geldt een energetisch rendement van 60%, waarbij warmte voor tweederde meetelt. De referentie-installaties voor biomassa in dit advies zijn zo gekozen dat er een maximaal elektrisch rendement gehaald wordt. Als gevolg wordt weinig warmte geleverd en voldoen de referentie-installaties niet aan de EIA-rendementseis. In de berekeningen voor de basisbedragen is daarom aangenomen dat zelfstandige biomassa-installaties niet in aanmerking komen voor EIA.

Ten aanzien van de groenfinanciering is naar de praktijk van het afgeven van groenverklaringen gekeken. Voor wind en zon-PV wordt altijd een groenverklaring afgegeven. In de berekening van de basisbedragen is hiervoor dan ook gecompenseerd via een rentekorting van 1%. Biomassa-installaties dienen echter innovatief te zijn met een duidelijke milieuverdienste. Of een biomassa-installatie in aanmerking komt wordt op projectbasis beoordeeld, waarbij innovatief geïnterpreteerd wordt als (één van) de eerste in zijn soort. Daar de SDE-regeling een generieke regeling is, is voor biomassa-installaties niet gerekend met groenfinanciering.

De hierboven beschreven regelingen van EIA en groenfinanciering bevatten de in 2008 geldende regelingen. Deze regelingen worden jaarlijks aangepast, waarbij in december de keuze voor het komende jaar gepubliceerd wordt. Dit conceptadvies dient zo gelezen te worden dat de adviezen gelden op grond van de in 2008 van kracht zijnde regelingen. Indien de regelingen voor

2009 en 2010 wijzigingen bevatten die financiële consequenties hebben voor de referentie-installaties uit dit conceptadvies, dienen de geadviseerde basisbedragen hiertoe gecorrigeerd te worden.

### 6.3 Financieringsparameters per categorie

Tabel 6.1 geeft een overzicht van de financieel-economische aannames die gemaakt zijn voor de verschillende categorieën.

Tabel 6.1 *Financieel-economische berekeningsaannames elektriciteitsopties*

	Equity share	Rente [%]	Return on equity [%]	Project return (WACC) [%]	Looptijd lening [jaar]	Economische levensduur [jaar]	Indexatie variabele kosten [%]	Vennootschapbelasting [%]	Groenfinanciering	EIA [max €/kW <sub>e</sub> ]
Wind op land	20	5	15	6,0	15	15	2	25,5	●	600
Biomassavergistingsinstallaties										
Stortgas, RWZI en AWZI	20	6	15	6,6	12	12	2	25,5		0
Covergisting van dierlijke mest	25	6	15	7,1	12	12	2	25,5		0
Vergisting overige biomassa	20	6	15	6,6	12	12	2	25,5		0
Biomassaverbrandingsinstallaties										
Vaste biomassa <10 MW <sub>e</sub>	25	6	15	7,1	12	12	2	25,5		0
Vaste biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	25	6	15	7,1	12	12	2	25,5		0
Vloeibare biomassa <10 MW <sub>e</sub>	25	6	15	7,1	12	12	2	25,5		0
Vloeibare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	25	6	15	7,1	12	12	2	25,5		0
Afvalverbrandingsinstallaties										
Standaard rendement	33	6	12	7,0	15	15	2	25,5		0
Upgraded	33	6	12	7,0	15	15	2	25,5		0
Hoog rendement	33	6	12	7,0	15	15	2	25,5		0
Zon-PV										
0-3.5 kWp	0	2,6	2,6	2,6	15	15	2	n.v.t.	●	0
3.5-15 kWp	10	5	15	4,9	15	15	2	25,5	●	3000
15- 100 kWp	10	5	15	4,9	15	15	2	25,5	●	3000



Tabel 6.2 *Financieel-economische berekeningsaannames groengasopties*

	Equity share	Rente [%]	Return on equity [%]	Project return (WACC) [%]	Looptijd lening [jaar]	Economische levensduur [jaar]	Indexatie variabele kosten [%]	Vennootschapbelasting [%]	Groenfinanciering	EIA [% van totale investering]
Biomassavergistingsinstallaties										
Stortgas, RWZI en AWZI	20	5	15	6,0	12	12	2	25,5	●	100
Mestcovergisting, klein	25	5	15	6,5	12	12	2	25,5	●	47
Mestcovergisting, groot	25	5	15	6,5	12	12	2	25,5	●	38
Vergisting overige biomassa	20	5	15	6,0	12	12	2	25,5	●	40

## 7. Basisbedragen en correctiebedragen

In artikel 14 van het Besluit SDE staat vermeld dat voor elke subsidie-ontvanger het basisbedrag in elk kalenderjaar van de periode waarover subsidie wordt verstrekt wordt gecorrigeerd met:

1. De elektriciteitsprijs of, indien de elektriciteitsprijs lager is dan de basiselectriciteitsprijs de basiselectriciteitsprijs.
2. De waarde van garanties van oorsprong.
3. Andere bij ministeriële regeling vast te stellen correcties die een substantiële invloed hebben op het verschil tussen de gemiddelde kostprijs van hernieuwbare elektriciteit en de relevante gemiddelde marktprijs van elektriciteit en die voortvloeien uit maatregelen van de overheid.

In dit hoofdstuk gaan we in op de bepaling van de relevante marktprijs (inkomsten uit stroom of groen gas) en de correctiebedragen die worden verwerkt in het basisbedrag. In overleg met het Ministerie is besloten voortsnog geen rekening te houden met de waarde van garanties van oorsprong (punt 2). De daadwerkelijke subsidie wordt per jaar bepaald op basis van de componenten die in Tabel 7.1 zijn genoemd. Deze keuze van om de componenten in één van de twee bedragen onder te brengen is gebaseerd op een praktische overweging: bedragen die gedurende het project vast staan vormen het basisbedrag, terwijl componenten die mogelijk wijzigen in het correctiebedrag zijn verwerkt.

Door de gekozen indeling zijn basisbedragen niet zonder meer te vertalen naar 'kosten van opwekking'. De transactiekosten en basisprijspremie kunnen gezien worden als opwekkingskosten. Met evenveel geldigheid kunnen zij ook gezien worden als zaken die de waarde van de geproduceerde elektriciteit beïnvloeden. Zij worden dan niet als kosten gezien, maar als een correctie op de inkomsten. Voor de hoogte van het jaarlijkse subsidiebedrag is het in principe irrelevant of een component als kosten of verminderde inkomsten gezien worden, ofwel of zij in het basisbedrag of in het correctiebedrag verwerkt worden.

Producenten van elektriciteit uit wind en zon-PV kunnen hun productie niet altijd tegen dezelfde gemiddelde prijs afzetten. Het fluctuerende aanbod leidt tot hogere kosten voor programmaverantwoordelijkheid dan bij biomassacentrales. Voor deze onbalanskosten wordt het correctiebedrag via een onbalansfactor gecorrigeerd. Verder kan een groot windaanbod invloed hebben op de elektriciteitsmarkt en leiden tot een lagere elektriciteitsprijs. Bij grote penetratie van wind in de elektriciteitssector zal een windproducent zijn productie gemiddelde tegen een lagere prijs kunnen verkopen dan het marktgemiddelde. Voor deze profielkosten wordt gecorrigeerd via de profielfactor.

De basisprijs van wind op land ligt, vergeleken met de andere hernieuwbare elektriciteitsopties, relatief dicht bij de elektriciteitsprijs. Het upwards potential, mogelijke extra opbrengsten doordat de elektriciteitsprijs hoger komt te liggen dan het basisbedrag, is groter dan het downward risk, het verlies aan inkomsten door de elektriciteitsprijs onder de basiselectriciteitsprijs komt te liggen. Daarom wordt de basisprijspremie voor wind op land lager ingeschat dan de basisprijspremie voor enkele andere hernieuwbare elektriciteitsopties.

Eventuele warmteproductie en -levering bij bio-WKK's zitten niet in het correctiebedrag. De financiële gevolgen van warmteproductie worden daarom verrekend in het basisbedrag.

Tabel 7.1 *Basisbedragen en correctiebedragen*

		Basisbedrag	Correctiebedrag
Productiekosten	[€/kWh]	•	
Transactiekosten	[€/kWh]	•	
Basisprijspremie	[€/kWh]	•	
Onbalans en PV	[%]		•
Elektriciteitsopbrengsten	[€/kWh]		•
Profielkosten	[€/kWh]		•

Dit rapport presenteert alleen een aanbeveling over de te hanteren productiekosten en transactiekosten. De hoogte van de basisprijspremie is bepaald door het Ministerie en strikt genomen geen onderdeel van dit advies; het is voor de volledigheid wel opgenomen.

## 7.1 Overzicht basisbedragen en correctiebedragen

Tabel 7.2 geeft een overzicht van de te hanteren basisbedragen per categorie. De verschillende componenten van het correctiebedrag worden genoemd voor de volledigheid, maar de bijbehorende bedragen zijn geen onderdeel van deze studie.

Tabel 7.2 *Opbouw basisbedragen voor duurzame elektriciteit 2009-2010*

	Subsidieduur [jaren]	Productiekosten [€ct/kWh]	Transactiekosten [€ct/kWh]	Basisprijspremie [€ct/kWh]	<b>Basisbedrag</b> [€ct/kWh]	Correctie: p rofielfactor	Correctie: onbalansfactor	Correctie: marktindex
Wind op land	15	8,9	0,09	0,15	<b>9,1</b>	1,00	0,89	APX
Biomassavergistingsinstallaties								
Stortgas	12	7,9	0,09	0	<b>8,0</b>	1,00	1,00	APX
RWZI / AWZI	12	5,8	0,09	0	<b>5,9</b>	1,00	1,00	APX
Covergisting van dierlijke mest	12	18,3	0,09	0,25	<b>18,7</b>	1,00	1,00	APX
Vergisting overige biomassa	12	12,4	0,09	0,25	<b>12,7</b>	1,00	1,00	APX
Biomassaverbrandingsinstallaties								
Vaste biomassa <10 MW <sub>e</sub>	12	18,8	0,09	0,25	<b>19,1</b>	1,00	1,00	APX
Vaste biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	11,4	0,09	0,25	<b>11,7</b>	1,00	1,00	APX
Vloebare biomassa <10 MW <sub>e</sub>	12	17,3	0,09	0	<b>17,4</b>	1,00	1,00	APX
Vloebare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	13,6	0,09	0	<b>13,7</b>	1,00	1,00	APX
Afvalverbrandingsinstallaties								
Standaard rendement	15	5,1	0,09	0	<b>5,2</b>	1,00	1,00	APX
Upgraded	15	5,5	0,09	0	<b>5,6</b>	1,00	1,00	APX
Hoog rendement	15	6,1	0,09	0	<b>6,2</b>	1,00	1,00	APX
Zon-PV								
0-3.5 kWe	15	52,1	0	0	<b>52,1</b>	1,00	1,00	KVT
3.5-15 kWe	15	48,5	0,09	0,25	<b>48,9</b>	1,00	0,94	APX <sub>peak</sub>
15- 100 kWe	15	45,5	0,09	0,25	<b>45,9</b>	1,00	0,94	APX <sub>peak</sub>

Tabel 7.3 *Opbouw basisbedragen voor groen gas 2009-2010*

	Subsidieduur [jaren]	Productiekosten [€ct/Nm <sup>3</sup> ]	Contractkosten [€ct/Nm <sup>3</sup> ]	<b>Basisbedrag</b> [€ct/Nm <sup>3</sup> ]	Correctie: p rofielfactor	Correctie: onbalansfactor	Correctie: marktindex
Stortgas	12	35,4	1,0	<b>36,4</b>	1,00	1,00	TTF
RWZI en AWZI	12	27,2	1,0	<b>28,2</b>	1,00	1,00	TTF
Mestcovergisting, klein	12	86,0	1,8	<b>87,8</b>	1,00	1,00	TTF
Mestcovergisting, groot	12	73,2	1,8	<b>75,0</b>	1,00	1,00	TTF
Vergisting overige biomassa	12	71,7	1,8	<b>73,5</b>	1,00	1,00	TTF

## 8. Conclusie en aandachtspunten

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 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 2009-2010*

	Subsidieduur [jaren]	Maximum vollasturen [uur]	Correctie: onbalansfactor	Correctie: profiefactor	Correctie: index	Basisbedrag [€ct/kWh] <sup>18</sup>
Wind op land	15	2200	0,89	1,00	APX	9,1
Biomassavergistingsinstallaties						
Stortgas	12	6500	1,00	1,00	APX	8,0
RWZI/AWZI	12	8000	1,00	1,00	APX	5,9
Covergisting van dierlijke mest	12	7500	1,00	1,00	APX	18,7
Vergisting overige biomassa	12	8000	1,00	1,00	APX	12,7
Biomassaverbrandingsinstallaties						
Vaste biomassa <10 MW <sub>e</sub>	12	7500	1,00	1,00	APX	19,1
Vaste biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	8000	1,00	1,00	APX	11,7
Vloeibare biomassa <10 MW <sub>e</sub>	12	7500	1,00	1,00	APX	17,4
Vloeibare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	8000	1,00	1,00	APX	13,7
Afvalverbrandingsinstallaties						
Standaard rendement	15	8080	1,00	1,00	APX	5,2
Upgraded	15	7800	1,00	1,00	APX	5,6
Hoog rendement	15	7500	1,00	1,00	APX	6,2
Zon-PV						
0-3.5 kW <sub>e</sub>	15	850	1,00	1,00	KVT	52,1
3.5-15 kW <sub>e</sub>	15	850	0,94	1,00	APX <sub>peak</sub>	48,9
15- 100 kW <sub>e</sub>	15	850	0,94	1,00	APX <sub>peak</sub>	45,9

<sup>18</sup> Basisbedrag exclusief warmtebenutting.

Tabel 8.2 *Basisbedragen voor groen gas 2009-2010*

	Subsidieduur [jaren]	Maximum vollasturen [uur]	Correctie: onbalansfactor	Correctie: profielfactor	Correctie: index	Basisbedrag [€ct/kWh]
<b>Biomassavergistingsinstallaties</b>						
Stortgas	12	6500	1,00	1,00	TTF	36,4
RWZI/AWZI	12	8000	1,00	1,00	TTF	28,2
Mestcovergisting, klein	12	7500	1,00	1,00	TTF	87,8
Mestcovergisting, groot	12	7500	1,00	1,00	TTF	75,0
Vergisting overige biomassa	12	8000	1,00	1,00	TTF	73,5

### *Analyse*

De basisbedragen voor de verschillende opties zijn licht gestegen vanwege gangbare prijsstijgingen (inflatie). De prijs van vloeibare biomassa is international zodanig gedaald dat het leidt tot een daling van het basisbedrag voor verbrandingsinstallaties op vloeibare biomassa. Bij windenergie bestaat nog steeds krapte in de gehele productieketen waardoor een prijsdaling vooralsnog uitblijft, terwijl bij zon-PV de schaarste op de grondstofmarkt wat af lijkt te nemen - hetgeen zich voor deze technologie wel vertaald in prijsdalingen van installaties.

## Referenties

- CBS (2007): *Duurzame energie in Nederland 2006*, Voorburg/Heerlen, december 2007.
- Holland Solar (2005): *Transitiepad zonnestroom, De roadmap van Holland Solar*, Utrecht, mei 2005.
- Janssen, L.H.J.M., V.R. Okker, J. Schuur (ed), 2006, *Welvaart en leefomgeving, een scenario-studie voor Nederland in 2040*, Bilthoven, 2006.
- Lensink, S.M., X. van Tilburg, M. Mozaffarian, J.W. Cleijne (2008): *Feed-in stimulering van hernieuwbare electriciteit. Vergelijking van drie Europese implementaties*, ECN-E--07-030, Petten, september 2008.
- MinEZ (2006): *Kamerbrief realisatie 9% duurzame elektriciteit 2010*, Den Haag, 6 september 2006.
- MinEZ (2008a): *Algemene uitvoeringsregeling stimulering duurzame energie*, Den Haag, Staatscourant 3 maart 2008, nr. 44 / pag. 12.
- MinEZ (2008b): *Regeling aanwijzing categorieën duurzame energie-productie 2008*, Den Haag, Staatscourant 3 maart 2008, nr. 44 / pag. 8.
- MinEZ (2008c): *Regeling vaststelling correcties voorschotverlening duurzame energieproductie*, Den Haag, Staatscourant 3 maart 2008, nr. 44 / pag. 11.
- MinVROM (2007): *Nieuwe energie voor het klimaat, werkprogramma schoon en zuinig*, Den Haag 2007.
- Stimulering Duurzame Energieproductie: Staatsblad 2007 - 410, november 2007.
- Tilburg, X. van, E.A. Pfeiffer, J.W. Cleijne, G.J. Stienstra and S.M. Lensink (2006): *Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008; Conceptadvies onrendabele topberekeningen*. Petten/Arnhem, ECN/KEMA.
- Tilburg, X. van, H.M. Londo, M. Mozaffarian, E.A. Pfeiffer (2008a): *Technisch-economische parameters van groengasproductie 2008-2009: Eindadvies basisbedragen voor de SDE-regeling*, ECN-E--08-004, Amsterdam, januari 2008.
- Tilburg, X. van, H.M. Londo, M. Mozaffarian, E.A. Pfeiffer (2008b): *Technisch-economische parameters van groengasproductie 2008-2009. Eindadvies basisbedragen voor de SDE-regeling*. Petten/Arnhem, ECN/KEMA.
- Tilburg, X. van, J.W. Cleijne, E.A. Pfeiffer, S.M. Lensink, M. Mozaffarian (2008b): *Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008-2009: consultatiedocument voor het conceptadvies*, ECN-E--07-109, Amsterdam, in voorbereiding.
- Urban, W., K. Girod and H. Lohmann (2007): *Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007*.
- Welink, J.-H., M. Dumont and K. Kwant (2007): *Groen Gas Gas van aardgaskwaliteit uit biomassa; Update van de studie uit 2004*. Concept-rapport. Utrecht, SenterNovem.