

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

**Eindadvies 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)**

**J. Burgers (KEMA)**

## 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 2009 en 2010. 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 Joost van Stralen, Tjasa Bole, Pieter Kroon en Herman Snoep (ECN), Caroline Faasen, 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 en de marktconsultatieronde 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 Gas en elektriciteitsprijzen	14
4.2 Biomassaprijzen	14
4.3 Vergistingsgrondstoffen	15
4.4 Vloeibare biomassa	16
4.5 Vaste biomassa	16
5. Technisch-economische berekeningsaannames	18
5.1 Wind op land	18
5.2 Biomassa voor elektriciteit en warmtekrachtkoppeling	20
5.2.1 Stortgas, RWZI en AWZI	21
5.2.2 Covergisting van dierlijke mest	22
5.2.3 Vergisting van overige biomassa	23
5.2.4 Verbranding van vaste biomassa < 10 MW <sub>e</sub>	24
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 riool- en afvalwaterzuiveringsinstallaties	27
5.3.2 Covergisting van dierlijke mest	29
5.3.3 Vergisting van overige biomassa	31
5.4 Afvalverbrandingsinstallaties	32
5.5 Zon-PV	33
6. Financieel-economische berekeningsaannames	37
6.1 Gevolgen van de kredietcrisis	37
6.2 Risico en rendement	39
6.3 EIA en groenfinanciering	40
6.4 Financieringsparameters per categorie	41
7. Basisbedragen en correctiebedragen	43
7.1 Overzicht basisbedragen en correctiebedragen	44
8. Conclusie en aandachtspunten	45
Referenties	47
Bijlage A Effect van rentewijziging op basisbedragen	48
Bijlage B Mestcovergisting	50

## 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>	12
Tabel 3.2	<i>Emissie-eisen</i>	13
Tabel 4.1	<i>Prijsprojecties biomassa 2008-2012</i>	15
Tabel 4.2	<i>Plantaardige en dierlijke vetten en oliën, volgens NTA-8003</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>Elektrisch 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>	28
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>	30
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>	32
Tabel 5.17	<i>Technisch-economische parameters AVI's eindadvies 2009-2010</i>	33
Tabel 5.18	<i>Technisch-economische parameters AVI's eindadvies 2008-2009</i>	33
Tabel 5.19	<i>Technisch-economische parameters Zon-PV eindadvies 2009-2010</i>	36
Tabel 5.20	<i>Technisch-economische parameters Zon-PV eindadvies 2008-2009</i>	36
Tabel 6.1	<i>Financieel-economische parameters en de kredietcrisis</i>	39
Tabel 6.2	<i>Financieel-economische berekeningsaannames elektriciteitsopties</i>	42
Tabel 6.3	<i>Financieel-economische berekeningsaannames groengasopties</i>	42
Tabel 7.1	<i>Basisbedragen en correctiebedragen</i>	43
Tabel 7.2	<i>Opbouw basisbedragen voor duurzame elektriciteit 2009-2010 (inclusief warmteafzet)</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 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.

In September 2008 hebben ECN en KEMA een conceptadvies uitgebracht (ECN-E--08-066), dat openbaar aan marktpartijen ter consultatie is voorgelegd. Diverse partijen hebben hiervan gebruik gemaakt. Het voorliggende advies betreft een eindadvies, waarin de reacties op het conceptadvies en de resultaten van aanvullend onderzoek zijn meegewogen.

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 vertaalt in prijsdalingen van installaties.

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

	Subsidieduur [jaren]	Maximum vollasturen [uur]	Correctie: onbalansfactor	Correctie: profiefactor	Correctie: index	Basisbedrag [€t/kWh]	Basisbedrag [€t/kWh] eindadvies 2008-2009
Wind op land	15	2200	0,89	1,00	APX	<b>9,4</b>	8,8
Biomassavergistingsinstallaties							
Stortgas	12	6500	1,00	1,00	APX	<b>8,3</b>	7,8
RWZI/AWZI	12	8000	1,00	1,00	APX	<b>6,0</b>	5,8
Covergisting van dierlijke mest	12	7500	1,00	1,00	APX	<b>20,1</b>	17,9
Vergisting overige biomassa	12	8000	1,00	1,00	APX	<b>13,4</b>	12,4
Biomassaverbrandingsinstallaties							
Vaste biomassa <10 MW <sub>e</sub>	12	7500	1,00	1,00	APX	<b>20,0</b>	18,8
Vaste biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	8000	1,00	1,00	APX	<b>12,3</b>	11,5
Vloeibare biomassa <10 MW <sub>e</sub>	12	7500	1,00	1,00	APX	<b>16,7</b>	18,4
Vloeibare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	8000	1,00	1,00	APX	<b>12,9</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							
0,6-5 kW <sub>p</sub>	15	850	1,00	1,00	KVT <sup>1</sup>	<b>52,6</b>	56,4
5-100 kW <sub>p</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 [€t/Nm <sup>3</sup> ]	Basisbedrag [€t/Nm <sup>3</sup> ] eindadvies 2008-2009
Stortgas	12	6500	1,00	1,00	TTF	<b>37,1</b>	35,7
RWZI en AWZI	12	8000	1,00	1,00	TTF	<b>28,7</b>	27,7
Mestcovergisting klein <sup>2</sup>	12	7500	1,00	1,00	TTF	<b>90,5</b>	84,0
Mestcovergisting groot	12	7500	1,00	1,00	TTF	<b>83,6</b>	-
Vergisting overige biomassa	12	8000	1,00	1,00	TTF	<b>73,8</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>. In september 2008 hebben ECN en KEMA een conceptadvies uitgebracht (ECN-E--08-066), dat openbaar aan marktpartijen ter consultatie is voorgelegd. Diverse partijen hebben hiervan gebruik gemaakt. Het voorliggende advies betreft een eindadvies, waarin de reacties op het conceptadvies en de resultaten van aanvullend onderzoek zijn meegewogen.

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.

In overleg met het Ministerie van EZ is gekozen om de effecten van de financiële crisis die zich eind 2008 voltrekt te beschrijven maar vooralsnog niet in het rapport mee te wegen. Ten tijde van het schrijven van dit rapport is er nog onvoldoende duidelijkheid over de duur, aard en omvang van de gevolgen. In Hoofdstuk 6 wordt verder ingegaan op de mogelijke gevolgen van de crisis voor projecten die gericht zijn op realisatie in 2009-2010.

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 gas- en elektriciteitsprijzen en in biomassa-brandstofprijzen. In Hoofdstuk 5 worden per categorie de gebruikte technisch-economische aannames toegelicht. Hoofdstuk 6 gaat in op de financieel-economische berekeningsaannames. De uitkomsten voor de berekening van kosten worden gepresenteerd in Hoofdstuk 7. Tenslotte staan de conclusies en aanbevelingen in Hoofdstuk 8.

---

<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 kostenvariëties 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 een 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 vergoedingsstarieven 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 0.5 - 5.0 kW<sub>p</sub>
- Zon-PV 5.0-100 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 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 omringende 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 per eenheid productie 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 zie Paragraaf 2.1 in (Staatsblad, 2007). In dit rapport is in overleg met het Ministerie bij de keuze voor een referentie-installatie geen rekening gehouden met be-

schikbare middelen<sup>7</sup>. 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 binnen is op een tijdstip dat het budget al is uitgeput. Kosten die dan al voor een project gemaakt zijn 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 bioWKK installaties financieel te stimuleren. Zonder vooruit te lopen op de specifieke invulling van de regeling voor warmtebenutting in de SDE heeft EZ aan ECN/KEMA gevraagd een uitspraak te doen van het effect van warmtebenutting op het basisbedrag.

Een bioWKK (bio-warmtekrachtkoppeling) produceert elektriciteit en is tegelijkertijd in staat om warmte te leveren. Voor de nuttige aanwending, dat is het vermijden van de inzet van fossiele brandstoffen in vergelijking met de referentiesituatie, van deze warmte is uitbreiding nodig van de installatie. Naast extra investeringskosten nemen ook de kosten van bedrijfsvoering en onderhoud toe. De mate waarin de vrijgekomen warmte nuttig kan worden aangewend is bepalend voor de opbrengsten. Bij bioWKK-installaties die gebaseerd zijn op een gasmotor gaat de warmteproductie niet ten koste van het elektrisch rendement omdat de warmte aan de uitlaatgasen en koelers wordt onttrokken. Bij een installatie op basis van een stoomturbine is er wel een uitruil tussen warmte (W) en elektriciteit (E) omdat een deel van de stoomtoevoer wordt 'afgetapt' en als warmte wordt ingezet. De verhouding waarin dit plaatsvindt is afhankelijk van de aftapdruk en de daarbij behorende stoomtemperatuur. Binnen het kader van het advies wordt een verhouding tussen warmerendement en elektrisch rendement van 4:1 gehanteerd. Deze rendementsuitruil is voor het overgrote deel van de bio-WKK projecten mogelijk. Derving van elektriciteit vertaalt zich in derving van opbrengsten; bij de bepaling van het basisbedrag wordt hiermee rekening gehouden.

Het nominaal thermisch rendement hangt af van het installatietype en het ontwerp. Om de diverse installaties vergelijkbaar te maken in termen van nuttig aan te wenden warmte, wordt gebruik gemaakt van een indeling naar warmtevraag in vollasturen. De warmtevraag voor ruimteverwarming is bijvoorbeeld niet constant maar is afhankelijk van de buitentemperatuur en het gebruik. De meest intensieve vorm van warmtebenutting is mogelijk bij volcontinue industriële processen. Onder de aanname dat warmteproductie met de bioWKK hier voorrang krijgt op productie met een hulpketel is 7000 vollastuur per jaar mogelijk. Volcontinue warmtelevering komt in de praktijk niet vaak voor, niveaus van 1000 en 2750 vollasturen zijn meer gangbaar, waarbij eerstgenoemde gangbaar is voor ruimteverwarming en de laatste voor warmte levering aan industrie en kassen. Bij de bepaling van het basisbedrag wordt hiermee rekening gehouden. Uit het gehanteerde aantal vollasturen en het nominaal thermisch rendement wordt het jaargemiddelde thermisch rendement berekend. Dit rendement is de basis voor het aantal te leveren GJ warmte en daarmee voor de inkomsten uit warmte. Verondersteld is dat de levering van warmte geen negatieve invloed heeft op de bedrijfstijd van de installatie.

---

<sup>7</sup> De optimale keuze van een basisbedrag hangt niet alleen af van de gemiddelde kosten voor alle potentiële projecten, maar kan ook beïnvloed worden door de hoogte van het subsidieplafond. Bij een beperkt budget ligt het optimale basisbedrag mogelijk lager dan bij een ruim budget.

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

Binnen het kader van het SDE advies is een aanpak gehanteerd waarbij voor iedere bio-energie categorie de meest gangbare vorm van BioWKK in beschouwing wordt genomen. Dit wordt de BioWKK referentie genoemd. Voor deze case is bepaald wat de afwijkingen zijn ten opzichte van de case met alleen elektriciteitsopwekking. De toename in investeringskosten en O&M kosten zijn bepaald. Hierbij is als systeemgrens het ‘hek’ van de installaties aangemerkt. De waarde van de warmte is bepaald op dit leverpunt. Om tot de waarde voor de eindgebruiker te komen, moet worden gecompenseerd voor transportverliezen en infrastructuur die de warmte producent verbindt met de warmteafnemer.

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

De SDE-regeling uit 2008 kent specifieke emissie-eisen die afwijken van de algemene eisen die door het Ministerie van VROM worden gehanteerd. Op aangeven van het Ministerie van EZ is in dit eindadvies uitgegaan van de emissie-eisen uit Tabel 3.2, vooruitlopend op een definitief besluit voor de BEES-B eisen voor 2009.

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 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 worden aannames gepresenteerd over de prijsontwikkeling van brandstoffen. Onder invloed van de economische crisis van 2008 zijn de grondstofprijzen in de laatste maanden van 2008 sterk gedaald. Zoals in Paragraaf 6.1 is toegelicht, wordt in dit hoofdstuk geen rekening gehouden met de gevolgen van deze crisis omdat er ten tijde van het uitbrengen van dit advies nog geen duidelijkheid is over de consequenties en de afloop.

### 4.1 Gas en elektriciteitsprijzen

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 ct/kWh aannemen. De lange termijn elektriciteitsprijs is hierbij op 6,5 ct/kWh verondersteld. Tevens is REB verschuldigd van 1,0 ct/kWh (verbruik tot 10 miljoen kWh per jaar), en leverings- en transportdiensten.

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). Aangenomen wordt dat een zakelijke kleinverbruiker tot 170.000 m<sup>3</sup> per jaar ca. 45 ct/m<sup>3</sup> betaald, inclusief 14 ct/m<sup>3</sup> REB.

### 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 vertaalt 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 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>8</sup> [€/GJ]	Referentieprij [€/ton]	Eindadvies 2008-2009 [€/ton]
Vloeibare biomassa:					
Dierlijk vet	39	450-550	12,2	475	550
Frituurvet	39	375-475	10,3	400	475
Vaste biomassa					
Knip- en snoeihout	7	20-40	4,0	28	28
Afvalhout	14	10-50	1,8	25	25
Vergisting:					
Aanvoer dierlijke mest	1	(-25)-0	-10	-10	-15
Afvoer dierlijke mest	1	(-30)-(-5)	-15	-15	-15
Co-substraat	4,8	5-50	5,8	28	25
Covergistingsinput	2,9	-	7,2	21	18,5

### 4.3 Vergistingsgrondstoffen

#### *Mestcovergisting*

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 referentieprij 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. Merk op dat deze verhouding in de praktijk kan afwijken en hier slechts gebruikt wordt om referentiewaarden te kiezen voor energie-inhoud en prijs.

De energie die wordt omgezet in een vergister komt voornamelijk uit het cosubstraat - in mest zit relatief weinig energie. Een verhoging van het aandeel co-substraat kan tot een hogere bio-gasproductie en een betere energetische 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 covergistingsinitiatieven 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

<sup>8</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.

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.

#### *Monovergisting*

Bij vergisting van GFT wordt, zoals bij verbranding van afval in AVIs, de brandstofprijs nihil verondersteld. Hier is voor gekozen omdat het opwekken van energie voor dit type installaties moet worden beschouwd als 'extra'. Zonder de energieopwekking heeft de biomassa immers ook geen waarde. Als basisbedrag wordt de meerprijs berekend 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 jatropa, is uitgesloten. Ook zuivere plantaardige olie, zoals raapzaadolie, is uitgesloten (zuivere stromen zijn geen reststromen). In Tabel 4.2 is indicatief weergegeven welke vetten en oliën in beschouwing zijn genomen.

Tabel 4.2 *Plantaardige en dierlijke vetten en oliën, volgens NTA-8003*

	Groep	Mogelijke referentiebrandstof
Dierlijke vetten en oliën - VGI	560	
Mengsels dierlijke vetten en oliën	561	•
Visolie	562	•
Rundvet, varkensvet, pluimveevet en vetzuren	563	•
Gebruikte vetten en oliën - VGI	570	
Mengsel gebruikte vetten en oliën	571	•
Gebruikte frituurvetten en -oliën	572	•
Bleekaaarde-bentoniet-diatomeenaarde	573	

Bron: NTA-codes versie december 2008

De beschikbaarheid is een belangrijk aandachtspunt bij de hier beschreven duurzame reststromen. 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 zouden kunnen voorzien. Importmogelijkheden vanuit omliggende landen zijn beperkt en kostbaar vanwege lokale vraag en aanzienlijke transportkosten.

## 4.5 Vaste biomassa

Agroresiduen en houtpellets worden op grond van prijs en gebruik in de praktijk niet als referentiebrandstof aangemerkt voor verbranding van vaste biomassa in zelfstandige installaties. 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, pluimveemest, aangevuld met knip- en snoeihout. Naar het zich laat aanzien zullen de nog vrij beschikbare potentiële van deze biomassastromen niet uitgeput raken door in



2009 en 2010 beschikbaar gestelde SDE-budgetten. Wel dient opgemerkt te worden dat bij gecontinueerde capaciteitsgroei van kleinschalige biomassaverbrandingsinstallaties 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 meer complexe verbranding en de noodzaak rookgassen vergaander te reinigen. Voor de grotere installaties (10-50 MW<sub>e</sub>) is dit lonend. Kleinere installaties zullen overwegend schoner hout gebruiken.

#### *Knip- en snoeihout*

Het in Nederland ingezamelde knip- en snoeihout wordt naast de inzet als brandstof voornamelijk als bodembedekker toegepast. 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 een regionaal georiënteerde markt. Het aanbod is beperkt en verkleinen en pelletiseren is uit bedrijfseconomische overwegingen geen optie.

Een nieuwe 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. Met al deze ontwikkelingen wordt in dit rapport geen rekening gehouden.

## 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 1900 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 windturbine in de range van 2-3 MW<sub>e</sub> aangenomen. Er is bij de analyse van de turbineprijzen niet van een specifiek windturbintype/merk uitgegaan, maar er is gebruik gemaakt van prijzen van gangbare windturbintypes. Hierbij is er verder aangenomen dat deze turbines staan opgesteld in een windpark van middelgrote omvang, dat wil zeggen vijf turbines die samen een vermogen hebben van 10 tot 15 MW<sub>e</sub>. In de opbrengstberekeningen is een afslag voor parkeffecten 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 windturbines 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 ook 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.

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 900-1400 €/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 opbrengstberekeningen 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 werken zoals bouwvoorbereiding en ontsluitingswegen. Voor de som van deze vier componenten wordt een investeringsbedrag gehanteerd van 1325 €/kW<sub>e</sub>. In dit bedrag zijn niet de projectvoorbereidingskosten opgenomen.

### *Onderhouds- en bedrijfskosten*

Voor onderhoud, garanties, machinebreukverzekeringen en productieverliesverzekering wordt met een bedrag van 1,1 €/kWh gerekend. 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>. De onderhouds- en bedrijfskosten worden in de berekening jaarlijks voor inflatie gecorrigeerd.

In 2008 is door Domeinen in samenwerking met EZ een model ontwikkeld voor de bepaling van de retributie bij de ingebruikgeving en verkoop van grond.<sup>9</sup> Het is in eerste instantie bedoeld voor intern gebruik door domeinen, maar het is denkbaar dat andere Rijksvastgoeddiensten en lokale overheden van het model gebruik gaan maken. Ook is te verwachten dat het model de trend kan zetten voor prijsvorming op de particuliere grondmarkt. Domeinen volgt met haar nieuwe methode het ECN advies van 12 €/kW<sub>e</sub> bij 2.200 uur, wat overeenkomt 0,55 cent per kWh. Het verband tussen vollasturen en retributie is vrijwel lineair en stijgt met ongeveer €1,30 per 100 extra te realiseren vollasturen. Bij minder verwachte vollasturen wordt de retributie op de zelfde wijze verlaagd. Bij de analyse van de windenergiekosten is hiermee rekening gehouden.

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 specifieke 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 een masthoogte van 80 tot 100 meter. Hierbij moet worden opgemerkt dat er op sommige locaties bouwhoogte-beperkingen van toepassing zijn die bouw van op deze hoogte voorkomen.

Locale regels en voorschriften kunnen de rentabiliteit van windenergie beperken. EZ kiest ervoor om hier in de kostprijsbepaling van windenergie geen rekening mee te houden.

Kosten voor onbalans en programmaverantwoordelijkheid worden niet meegenomen in het basisbedrag, maar zullen als kosten worden opgenomen in het correctiebedrag. Dit wordt later door EZ vastgesteld.

In de opzet van de regeling en de uitgewerkte basisbedragen wordt een type elektriciteitscontract verondersteld, gebaseerd op een variabele prijs met eventueel een *floor*. Deze contracten worden vooralsnog niet afgesloten, enerzijds omdat er nog geen SDE-projecten gestart zijn, anderzijds omdat de aanbieders van stroomcontracten nog niet volledig zijn ingespeeld op de SDE-regeling.

Tabel 5.1 *Technisch-economische parameters wind op land*

Wind op land		2009-2010	Eindadvies 2008-2009
Referentieinstallatie	[MW]	15	5 × 3,0
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	1325	1250
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	2200	2200
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	25	24
Variabel O&M-kosten	[€/kWh]	0,011	0,01

<sup>9</sup> Handleiding Taxatiemodel Windturbines 2008 SDE, Domeinen, november 2008.

## 5.2 Biomassa voor elektriciteit en warmtekrachtkoppeling

Biomassa voor elektriciteit wordt in dit advies alleen berekend voor zover het inzet in zelfstandige installaties of in afvalverbrandingsinstallaties betreft. De berekening van basisbedragen geldend voor meestook in bestaande centrales maakt geen onderdeel uit van de opdracht. Hierover vindt separaat overleg plaats tussen EZ en de sector. Berekeningaanname voor groengasinstallaties op basis van biomassa worden in Paragraaf 5.3 toegelicht. Zelfstandige biomassainstallaties worden gekenmerkt door een grote diversiteit aan brandstofsoort, techniekeuze en installatiegrootte. De diversiteit heeft de laatste jaren geleid tot een zich uitbreidende 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-ethanol-industrie zijn geen onderdeel van dit eindadvies, wel wordt hierover separaat gerapporteerd aan EZ.

### *Referentiebrandstof per categorie*

Tabel 5.2 geeft een overzicht van brandstoffen die in dit advies voor de verschillende installaties als representatief worden aangemerkt voor de periode 2009 - 2010 en de bijbehorende referentieprijzen. 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 Hoofdstuk 4.

Tabel 5.2 *Referentiebrandstoffen biomassaprojecten*

Categorie	Referentiebrandstof	Referentieprijzen [€/ton]	Referentieprijzen [€/GJ]
<b>Biomassavergistingsinstallaties</b>			
Stortgas	Ruw biogas	0	0
RWZI en AWZI	Slib	0	0
Covergisting van dierlijke mest	Mengsel mest/substraat	21	7,2
Vergisting GFT	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	475	12,2
Vloeibare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	Frituurvet	400	10,3

Tabel 5.3 geeft een overzicht van de elektrische rendementen die worden gehanteerd. In het geval van warmteafzet kunnen deze rendementen lager uitvallen.

Tabel 5.3 *Elektrisch 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 MW <sub>e</sub>	24
Verbranding van vaste biomassa, 10-50 MW <sub>e</sub>	30
Verbranding van vloeibare biomassa, < 10 MW <sub>e</sub>	42
Verbranding van vloeibare biomassa, 10-50 MW <sub>e</sub>	48

## 5.2.1 Stortgas, RWZI en AWZI

Bij stortgas uit stortplaatsen en bij riool- en afvalwaterzuiveringsinstallaties wordt biogas gewonnen. Dit biogas kan voor productie van hernieuwbare elektriciteit of productie van groen gas ingezet worden. Het potentieel in Nederland is in belangrijke mate al benut. Er worden in Nederland nauwelijks nog nieuwe afvalstortplaatsen in gebruik genomen. Verder wordt het storten van brandbaar organisch afval ontmoedigd. Dit afval is de bron voor stortgas. De totale productie van stortgas zal de komende jaren dan ook afnemen. De op stortgas draaiende gasmotoren zullen geleidelijk minder elektriciteit gaan produceren. Bij te geringe productie is het niet met rendabel om de gasmotor te blijven gebruiken. De keus is dan tussen het affakkelen van het resterende stortgas, of het vervangen van de 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	Eindadvies 2008-2009
Stortgas, 300 kW <sub>e</sub>				
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	2100	2385	2050
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	6500	6500	6500
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	210	240	205
Energie-inhoud	[GJ/ton]	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Brandstofkosten	[€/ton]	0	0	0
Elektrisch rendement	[%]	35	35	35
Thermisch rendement	[%]	0	4,6	0
Vermeden brandstofkosten	[€ct/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	45,0	n.v.t.

Het potentieel van biogasbenutting bij AWZI's en RWZI's is voor een groot deel benut. Om ook het laatste restant in te kunnen zetten voor groengas of hernieuwbare elektriciteit, is een berekening van het basisbedrag voor AWZI's en RWZI's toegevoegd, zie Tabel 5.5.

Tabel 5.5 *Technisch-economische parameters AWZI/RWZI*

		Warmtebenutting niets	Warmtebenutting beperkt	Eindadvies 2008-2009
RWZI/AWZI, 300 kW				
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	1900	2185	1850
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	8000	8000	8000
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	190	220	185
Energie-inhoud	[GJ/ton]	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Brandstofkosten	[€/ton]	0	0	0
Elektrisch rendement	[%]	35	35	35
Thermisch rendement	[%]	0	4,6	0
Vermeden brandstofkosten	[€ct/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	45,0	n.v.t.

## 5.2.2 Covergisting van dierlijke mest

Het potentieel voor covergisting van dierlijke mest is aanzienlijk. De beschikbare hoeveelheid mest maakt groei mogelijk. Co-substraat kan op het land verbouwd worden (bijvoorbeeld energiemais) of in de vorm van agroresiduen worden betrokken; ook dit vormt geen directe belemmering voor de groei. 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 de MER plicht van 100 ton per dag. De hoeveelheid mest staat in een verhouding van 1:1 met co-substraat, aangezien maximaal 50% co-substraat mag worden toegevoegd aan de dierlijke mest om afzet als meststof in de landbouw mogelijk te doen zijn. Het co-substraat moet dan wel op de positieve lijst van LNV staan of ontheffing hebben verkregen van het Rikilt. Het opgesteld vermogen ligt in de range van 600 tot 1.000 kW<sub>e</sub>. De aard van de te vergisten biomassa en de daaraan gerelateerde biogasproductie heeft hier invloed op. Als referentiewaarde wordt 800 kW<sub>e</sub> gehanteerd.

Vergaande digestaat nabehandeling of vergaande vergisting gericht op verhoging van de biogasproductie zijn nog niet algemeen gangbaar, omdat ze in de meeste gevallen nog niet rendabel zijn ten opzichte van directe afvoer van het digestaat. Aan het digestaat wordt in de markt geen meerwaarde toegekend in financiële zin. Uitgangspunt is dan ook 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 €/ton, bij een energie-inhoud van 1,0 GJ per ton. Het digestaat dient ook tegen het tarief van 15 €/ton afgevoerd te worden. De gemiddelde kosten voor het co-substraat liggen op 28 €/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 voor circa 50% uit energiemais, en voor circa 50% uit een substraat met lagere kosten en lagere (of minder stabiele) biogasopbrengst.

Tabel 5.6 *Technisch-economische parameters covergisting van mest*

Co-vergisten, 800 kW <sub>e</sub>		Warmtebenutting niets	Warmtebenutting beperkt	Eindadvies 2008-2009
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	2650	3000	2700
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	7500	7500	7500
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	205	240	200
Energie-inhoud	[GJ/ton]	2,9	2,9	2,9
Brandstofkosten	[€/ton]	21	21	18,5
Elektrisch rendement <sup>10</sup>	[%]	26	26	26
Thermisch rendement	[%]	0	3	0
Vermeden brandstofkosten	[€/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	19,0	n.v.t.

Door de grote regionale spreiding in mestkosten, verschillen ook de productiekosten per regio. Zie ook Bijlage B waar nader ingegaan wordt op de gevoeligheid van co-vergisten van dierlijke mest en de berekening van de brandstofkosten en energie-inhoud.

<sup>10</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.

### 5.2.3 Vergisting van overige biomassa

De categorie vergisting van overige biomassa is een verzamelcategorie voor diverse vergisting-installaties. Binnen deze categorie zijn de volgende brandstof-techniek combinaties onderkend:

- 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.

In de praktijk zullen sommige brandstof-techniek combinaties 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 zijn nader beschouwd in een separaat advies.

De categorie vergisting overige biomassa wordt gekenmerkt door een grote variëteit aan projecten. Omdat met name op het gebied van vergisten van GFT door de markt omvangrijke mogelijkheden worden onderkend wordt deze vorm van vergisten als uitgangspunt genomen binnen de categorie vergisting overige biomassa. In totaal zijn door de Vereniging van Afvalbedrijven 10 initiatieven onderkend met een gemiddelde capaciteit van ruim 60 kton (VA, Elsinga, december 2007). Bij de vergisting van GFT wordt uitgegaan van een installatie met een verwerkingscapaciteit van 60 kton per jaar en een opgesteld elektrisch vermogen van 2 MW<sub>e</sub>. Omdat projecten met een vermogen groter dan 4 MW<sub>e</sub> een andere kostenopbouw kennen wordt aanbevolen het vermogen binnen de categorie vergisting overige biomassa te begrenzen tot 4 MW<sub>e</sub>.

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 van GFT vergisten ten opzichte van composteren worden meegenomen in de berekening van het basisbedrag. De brandstofkosten zijn daardoor per definitie 0.

Tabel 5.7 *Technisch-economische parameters GFT-vergisting*

		Warmtebenutting niets	Warmtebenutting beperkt	Eindadvies 2008-2009
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	4000	4285	3900
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	8000	8000	8000
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	400	445	400
Energie-inhoud	[GJ/ton]	2,5	2,5	4,5
Brandstofkosten	[€/ton]	0	0	0
Elektrisch rendement	[%]	26	26	26
Thermisch rendement	[%]	0	3	0
Vermeden brandstofkosten	[€/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	19,0	n.v.t.

## 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 2 MW<sub>e</sub>.

De stijging in investeringskosten volgt het algemene patroon van de sector. De spreiding in investeringskosten is in de praktijk groot: en ligt tussen de 4000 en 6500 €/kW<sub>e</sub>. De bijbehorende O&M-kosten zijn evenredig meegeestegen. 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 €/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>*

Thermische conversie < 10 MW <sub>e</sub>		Warmtebenutting niets	Warmtebenutting beperkt	Eindadvies 2008-2009
Referentie 2 MW <sub>e</sub> vaste biomassa				
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	4100	4400	4000
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	7500	7500	7500
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	310	340	300
Energie-inhoud	[GJ/ton]	7	7	7
Brandstofkosten	[€/ton]	28	28	28
Elektrisch rendement	[%]	24	23,0	24
Thermisch rendement	[%]	0	4,1	0
Vermeden brandstofkosten (gas)	[€/t/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	15,8	n.v.t.

## 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. Ook met pluimveemest wordt dit nog mogelijk geacht. 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. 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 €/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>*

Thermische conversie > 10 MW <sub>e</sub>		Warmtebenutting niets	Warmtebenutting beperkt	Eindadvies 2008-2009
Referentie 20 MW <sub>e</sub> vaste biomassa				
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	3350	3635	3250
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	8000	8000	8000
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	230	255	225
Energie-inhoud	[GJ/ton]	14	14	14
Brandstofkosten	[€/ton]	25	25	25
Elektrisch rendement	[%]	30	28,6	30
Thermisch rendement	[%]	0	5,5	0
Vermeden brandstofkosten (gas)	[€/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	12,7	n.v.t.

### 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 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 in dit kader als vloeibare biomassa 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. 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 475 €/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>		Referentie 1 MW <sub>e</sub> bio-olie		
		Warmtebenutting niets	Warmtebenutting beperkt	Eindadvies 2008-2009
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	1400	1600	1350
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	7500	7500	7500
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	155	175	150
Energie-inhoud	[GJ/ton]	39	39	39
Brandstofkosten	[€/ton]	475	475	550
Elektrisch rendement	[%]	42	42	42
Thermisch rendement	[%]	0	4,6	0
Vermeden brandstofkosten (gas)	[€ct/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	15,8	n.v.t.

### 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 bij de grotere vermogens 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>		Referentie 20 MW <sub>e</sub> bio-olie		
		Warmtebenutting niets	Warmtebenutting beperkt	Eindadvies 2008-2009
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	1250	1350	1200
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	8000	8000	8000
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	145	155	140
Energie-inhoud	[GJ/ton]	39	39	39
Brandstofkosten	[€/ton]	400	400	475
Elektrisch rendement	[%]	48	47,3	48
Thermisch rendement	[%]	0	2,7	0
Vermeden brandstofkosten (gas)	[€ct/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	12,7	n.v.t.

## 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 eindadvies is vastgehouden aan de vier categorieën stortgas, RWZI/AWZI, (co)vergisting van mest en overige vergisting.

Het eindadvies richt zich primair of groengasproductie voor invoeding aan het aardgasnet.

### *Referentieschaalgroottes*

Een belangrijke aanname in de groengasstudie van begin 2008 (Van Tilburg *et al.*, 2008) was dat groengasinstallaties alleen op het lokale net konden invoeden tot een maximale capaciteit van circa 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 in het distributienetwerk, hetzij in het regionale transportleidingennet. De verwachting is dat de eerste pilots voor invoeding in deze netwerken in 2009 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. Belangrijk punt is echter dat invoeding in het regionale transportleidingennet substantieel hogere drukken vereist.

### *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. Onder de huidige SDE-aanvragen zijn enkele systemen op basis van cryogeen. Deze zijn echter nog niet gerealiseerd, dus er is geen sprake van praktijkervaring. 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 van 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 en -initiatieven.
- Een gedetailleerde studie van het Fraunhofer Instituut (Urban *et al.*, 2007) over de kosten van groen gas uit covergisting 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 riool- en afvalwaterzuiveringsinstallaties

De ruwbiogasproductie bij stortgas en RWZI/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 RWZI/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 RWZI/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. Dit is een bewezen technologie. Bij deze installatie is er geen warmtebehoefte, de vereiste elektriciteit wordt betrokken van het net. Voor RWZI/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 6500 uur als gevolg van de afname van het stortgasaanbod over de levensduur van de installatie.
- 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]	6500	6500
<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		n.v.t.	n.v.t.
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

<sup>1</sup>: Biogas is het ongezuiverde vergistingsgas. Aanname methaangehalte: 56%. Onderste stookwaarde 20,05 MJ/Nm<sup>3</sup>.

<sup>2</sup>: Groen gas is aardgas dat op specificatie is gebracht om te worden ingevoerd. Onderste stookwaarde 31,65 MJ/Nm<sup>3</sup>.

Tabel 5.13 *Technisch-economische parameters RWZI en AWZI*

		2009-2010	Eindadvies 2008-2009
Referentiegrootte	[Nm <sup>3</sup> /h biogas]	150	154
Bedrijfstijd	[Uren/jr]	8000	8000
<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		n.v.t.	n.v.t.
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 gaswasser	[MJ/Nm <sup>3</sup> biogas]	1,9 <sup>11</sup>	1,9
Elektriciteitsvraag	[kWh/Nm <sup>3</sup> biogas]	0,13	0,13

<sup>1</sup>: Biogas is het ongezuiverde vergistingsgas. Aanname methaanhalte: 56%. Onderste stookwaarde 20,05 MJ/Nm<sup>3</sup>.

<sup>2</sup>: Groen gas is aardgas dat op specificatie is gebracht om te worden ingevoerd. Onderste stookwaarde 31,65 MJ/Nm<sup>3</sup>.

<sup>3</sup>: Dit is de warmtevraag van de gaswasser. 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.

### 5.3.2 Covergisting van dierlijke mest

#### *Referentie-installatie*

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

- Eén 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>.
- Eén 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. Aangenomen wordt voorts dat het systeem van 875 Nm<sup>3</sup>/h invoedt op een regionale transportleiding. Daardoor is een langere leiding noodzakelijk dan voor het 270 Nm<sup>3</sup>/h systeem, en extra compressie.

<sup>11</sup> Dit is de warmtevraag van de gaswasser. 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.

### 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	Eindadvies 2008-2009
Referentie grootte	[Nm <sup>3</sup> /h biogas]	270	270
Bedrijfstijd	[Uren/jr]	7500	7500
<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]	21	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 (wasser bepalend)	[MJ/Nm <sup>3</sup> biogas]	1,9 <sup>12</sup>	1,9 <sup>1</sup>
Elektriciteitsvraag gasreiniging	[kWh/Nm <sup>3</sup> biogas]	0,15	0,15
Elektriciteitsvraag vergister	[kWh/Nm <sup>3</sup> biogas]	0,10	0,10

<sup>1</sup>: Biogas is het ongezuiverde vergistingsgas. Aanname methaangehalte: 56%. Onderste stookwaarde 20,05 MJ/Nm<sup>3</sup>.

<sup>2</sup>: Groen gas is aardgas dat op specificatie is gebracht om te worden ingevoerd. Onderste stookwaarde 31,65 MJ/Nm<sup>3</sup>.

<sup>3</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.

<sup>12</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.

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

		2009-2010	Eindadvies 2008-2009
Referentiegrootte	[Nm <sup>3</sup> /h biogas]	875	Niet
Bedrijfstijd	[Uren/jr]	7500	opgenomen
<i>Vergistingsdeel:</i>			
Investeringskosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	4280	
Vaste O&M-kosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	250	
Energetisch rendement vergister		67%	
Energie-inhoud substraatmix	[GJ/ton]	2,9	
Substraatkosten	[€/ton]	21	
<i>Groengasproductie:</i>			
Investeringskosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	1800	
Vaste O&M-kosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	250	
Methaanrendement gaszuivering	[%]	99,9	
<i>Elektriciteits- en warmteopwekking:</i>			
Warmtevraag (water bepalend)	[MJ/Nm <sup>3</sup> biogas]	1,9	
Elektriciteitsvraag gasreiniging	[kWh/Nm <sup>3</sup> biogas]	0,30	
Elektriciteitsvraag vergister	[kWh/Nm <sup>3</sup> biogas]	0,10	

<sup>1</sup>: Biogas is het ongezuiverde vergistingsgas. Aanname methaangehalte: 56%. Onderste stookwaarde 20,05 MJ/Nm<sup>3</sup>.

<sup>2</sup>: Groen gas is aardgas dat op specificatie is gebracht om te worden ingevoerd. Onderste stookwaarde 31,65 MJ/Nm<sup>3</sup>.

<sup>3</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 2009-2010 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 ruwbiogasproductie van 225 Nm<sup>3</sup>/h (vergelijkbaar met een WKK van 500 kW<sub>e</sub>). Deze referentie is substantieel kleiner dan de referentie voor de categorie elektriciteitsproductie uit overige vergis-

ting. Hievoor is gekozen omdat de onzekerheden rond invoeding van groen gas op grote schaal nog zodanig zijn dat introductie in deze categorie niet voor de hand ligt.

### 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.

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

		2009-2010	Eindadvies 2008-2009
Referentiegrootte	[Nm <sup>3</sup> /h biogas]	225	225
Bedrijfstijd	[Uren/jr]	8000	8000
<i>Vergistingsdeel:</i>			
Investeringskosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	7800	7800
Vaste O&M-kosten	[€/Nm <sup>3</sup> /h biogas]	890	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 gasreiniging	[kWh/Nm <sup>3</sup> biogas]	0,15	0,15
Elektriciteitsvraag vergister	[kWh/Nm <sup>3</sup> biogas]	0,10	0,10

<sup>1</sup>: Biogas is het ongezuiverde vergistingsgas. Aanname methaangehalte: 56%. Onderste stookwaarde 20,05 MJ/Nm<sup>3</sup>.

<sup>2</sup>: Groen gas is aardgas dat op specificatie is gebracht om te worden ingevoerd. Onderste stookwaarde 31,65 MJ/Nm<sup>3</sup>.

<sup>3</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.

## 5.4 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>13</sup>.

- Standaard AVI, bruto rendement 23,0%, netto 21,5%.
- AVI met een opgewaardeerd 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

<sup>13</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.



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 2009-2010 dient het rendement bepaald te worden volgens de ministeriele regeling behorend bij de SDE 2009-2010, 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 conform 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 2009-2010 zijn opgenomen in Tabel 5.17. Ter vergelijking zijn in Tabel 5.18 de technisch-economische parameters opgenomen zoals gehanteerd bij het advies 2008-2009.

Tabel 5.17 *Technisch-economische parameters AVI's eindadvies 2009-2010*

Installatietype (rendement)		Standaard	Upgrade	Hoog
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	2450	2550	2750
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	8080	7800	7500
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,012	0,013	0,014
Energie-inhoud	[GJ/ton]	10	10	10
Brandstofkosten	[€/ton]	0	0	0
Elektrisch rendement (bruto)	[%]	23,0	28,5	31,5

Tabel 5.18 *Technisch-economische parameters AVI's eindadvies 2008-2009*

Installatietype (rendement)		Standaard	Upgrade	Hoog
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	2400	2500	2700
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	8080	7800	7500
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,012	0,013	0,014
Energie-inhoud	[GJ/ton]	10	10	10
Brandstofkosten	[€/ton]	0	0	0
Elektrisch rendement (bruto)	[%]	23,0	28,5	31,5

## 5.5 Zon-PV

Bij fotovoltaïsche zonne-energie (hierna: zon-PV) wordt zonlicht direct omgezet in elektriciteit. 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 eerder 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 volwaar-

dige 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>. In de SDE is gekozen voor gebouwgeïntegreerde systemen, en niet voor zonneparken, omdat Nederland niet zozeer leereffecten kan realiseren door het opvoeren van productievolumen, 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.

In tegenstelling tot het conceptadvies, waarin nog sprake was van drie categorieën, wordt op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken in 2009 een onderscheid gemaakt in basisbedragen voor twee systemen:

- Huishoudens gebouwgeïntegreerd (klein) 0,6 - 5 kW<sub>p</sub>
- Systemen gebouwgeïntegreerd (groot) 5-100 kW<sub>p</sub>

Een dakvullend systeem voor particulieren kan soms groter zijn dan 3,5 kW<sub>p</sub>. De grens van 5 kW sluit beter aan bij de praktijk. Bovendien sluit de grens van 5 kW<sub>p</sub> beter aan bij de aanpassing van het zogenaamde salderingsartikel in de elektriciteitswet (art. 31 c). Deze grens wordt in 2009 verhoogd van 3000 naar 5000 kWh. Dit betekent dat het elektriciteitsbedrijf de opbrengsten van aan het net teruggeleverde elektriciteit tot 5000 kWh per jaar dient te salderen met de kosten van geleverde elektriciteit. Voor grotere gebouwgeïntegreerde systemen acht het Ministerie een opsplitsing in systemen kleiner en groter dan 15 kW<sub>p</sub> niet langer efficiënt.

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. Door voortgezet onderzoek en demonstratie kan deze positie verbeteren.

#### *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 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 schaalgroottes 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' (BoS) kosten voor effectieve onderlinge elektrische schakeling van de modules.

De (eventuele) meerkosten van benodigde elektrische aanpassingen binnenin een woning werden tot nu toe niet meegenomen in het basisbedrag. Alleen het turn-key zon-PV systeem werd vergoed. In de marktconsultatie hebben partijen aangegeven dat deze meerkosten vaak een drempel vormen om tot aanschaf van een zon-PV systeem over te gaan. Globaal bestaan de meerkosten uit: (1) aanleg leiding vanaf converter naar meterkast (trekken van kabels, boren van gaten door vloeren, frezen van leidingen in muren, herstellen stuc- en tegelwerk) (2) aanpassingen in de meterkast (plaatsen nieuwe groep en in sommige gevallen plaatsen van een nieuw meterbord). De meerkosten zijn uiteraard sterk afhankelijk van de situatie in de woning. Het is onuitvoerbaar om deze meerkosten per SDE aanvraag afzonderlijk te beoordelen. Conform marktgegevens voor de meerkosten stellen wij voor om de investeringskosten voor systemen kleiner dan 5 kW<sub>p</sub> te verhogen met een bedrag van 600 € (incl. BTW). De gemiddelde systeemgrootte voor particulieren binnen de SDE bedraagt thans 2,3 kW<sub>p</sub>. Het investeringsbedrag kan daardoor worden opgehoogd met 260 €/kW<sub>p</sub>.

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 MWp, 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 MWp, 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 subsidie tarief conform de in de EEG gehanteerde systematiek van degressie met 7% dalen (voor systemen kleiner dan 30 kWp), en met 8% in 2010. In het vooruitzicht daarvan worden middelgrote systemen in Duitsland nu aangeboden voor 4000 €/kW<sub>p</sub>. Sommige “prijsvecters” 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>). In Duitsland bestaat veel ervaring met BoP kosten voor gebouw geïntegreerde systemen. De Duitse EEG voor zon-PV rekent met één categorie < 30 kW<sub>p</sub> 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. Er zijn geen indicaties voor nieuwe inzichten in O&M-kosten, daarom blijven de variabele kosten gehandhaafd op de vorig jaar gehanteerde 2,7 ct/kWh. Bovenop de O&M-kosten voor de technische installatie zijn ook administratieve kosten verrekend in het O&M-bedrag. Op aangeven van het Ministerie van EZ nemen we de CertiQ-kosten voor het aanvragen van een groencertificatenaccount niet mee. Deze kosten worden in 2009 voor kleine zon-PV systemen (tot 5 kW) afgeschaft. De reden is dat kleine systemen met name door huishoudens worden aangeschaft, voor wie de aanvraagprocedure en bijbehorende kosten een relatief zware administratieve last wordt gevonden. Voor kleine systemen komt het O&M-bedrag uit op 3,9 ct/kWh (incl. BTW). Deze kosten dekken als geheel enkele onderhoudsbeurten per installatie wat voldoende is voor de kwalitatief hoogwaardigste systemen. De kleine systemen kennen een gereguleerd tarief waarin onbalanskosten niet in rekening gebracht kunnen worden. Voor grote systemen zijn de onbalanskosten gehandhaafd ten opzichte van het eerdere advies op 0,4 ct/kWh.

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.

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 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 bere-

kening 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.

Tabel 5.19 Technisch-economische parameters Zon-PV eindadvies 2009-2010

		Klein	Groot
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	5020	3800
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	850	850
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,039	0,027

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	[€/kWh]	0,044	0,030	0,027
Onbalanskosten	[€ct/kWh]	0,0	0,3	0,4

## 6. Financieel-economische berekeningsaannames

In overleg met het Ministerie van EZ is gekozen om de effecten van de financiële crisis die zich eind 2008 voltrekt te beschrijven maar vooralsnog niet in het rapport mee te wegen. Ten tijde van het schrijven van dit rapport is er nog onvoldoende duidelijkheid over de duur, aard en omvang van de gevolgen.

Omdat er een reële kans is dat projecten die gericht zijn op realisatie in 2009-2010 geconfronteerd worden met een hogere kapitaalsrente, is in Bijlage A geanalyseerd wat het effect is van een rentewijziging op de basisbedragen voor elk van de categorieën.

### 6.1 Gevolgen van de kredietcrisis

#### *De crisis in twee alinea's*

In de tweede helft van 2008 slaat de hypotheekcrisis uit de VS over naar de gehele financiële sector en wordt de wereld geconfronteerd met een internationale financiële crisis. Als in september 2008 een aantal banken in de problemen komt, veroorzaakt dit een schok op de internationale kredietmarkten. Door onduidelijkheid over de aard en de omvang van de problemen, ontstaat een gebrek aan vertrouwen waardoor het interbancaire verkeer in september 2008 vrijwel tot stilstand komt (liquiditeit neemt sterk af). Daar komt bij dat veel financiële instellingen haar balanspositie moet herstellen. Beide effecten leiden tot een situatie waarin het bijzonder moeilijk om nieuwe leningen aan te trekken voor investeringen.

Een tweede economische schok volgt wanneer in oktober 2008 grote koersverliezen optreden op internationale aandelenmarkten. De koersen dalen met tientallen procenten ten opzichte van de stand van eind 2007<sup>14</sup>. Pogingen van nationale overheden om markten te stabiliseren door substantiële interventies lijken op korte termijn niet voldoende effect te hebben om markten te stabiliseren. De vrees voor een wereldwijde langdurige recessie vertaalt zich in oktober en november 2008 o.a. in sterk dalende energie- en grondstofprijzen<sup>15</sup>. Ten tijde van het schrijven van dit eindadvies is er nog geen duidelijkheid over uiteindelijke omvang en duur van de crisis.

#### *Gevolgen voor duurzame energieprojecten*

Door deze onduidelijkheid over de afloop van de crisis is het nog niet volledig helder in welke mate duurzame energieprojecten in de SDE worden geconfronteerd met de gevolgen van de crisis. Voor dit eindadvies is het van belang te evalueren wat het effect is voor projecten die gericht zijn op realisatie in 2009 of 2010. Hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen factoren die van belang zijn bij aanvang van het project (investeringskosten, financieringsvoorwaarden) en effecten die gelden voor de gehele looptijd (onderhoudskosten en brandstofkosten).

Financiële risico's voor duurzame energieprojecten volgen uit technologische risico's (beschikbaarheid en onderhoudskosten) en marktrisico's (prijzen van kapitaal, materiaal en brandstof). Technologische risico's worden niet beïnvloed door ontwikkelingen op de financiële markten. De marktrisico's zijn wel direct gekoppeld aan wat er in de economie gebeurt. Marktprijzen hebben direct -hetzij soms vertraagd- invloed op de hoogte en variatie van kosten en inkomsten. Op korte termijn zullen naar verwachting materiaalkosten, brandstofkosten en energieopbrengsten dalen, terwijl kapitaalkosten waarschijnlijk toenemen. Schommelingen in energieopbreng-

<sup>14</sup> De Amsterdamse AEX index is begin december ruim 50% onder de koers ultimo 2007 en de S&P 500 index noemt een verlies van 40% ten opzichte van ultimo 2007. (bron FD, 06 december 2008:12-13).

<sup>15</sup> Grondstofindices zijn begin december 2008 met 30-40% gedaald ten opzichte van de koers ultimo 2007. De olieprijs zakt van bijna 150 \$/bbl. in juli 2008 naar 50 \$/bbl. eind november (bron: FD, 06 december 2008:12-13 en FT 05 december 2008:32).

sten worden in de SDE-regeling gestabiliseerd, maar variaties in brandstofkosten niet. Hoewel de algemene prijsniveaus tijdens en na de crisis waarschijnlijk volatieler zijn dan ervoor, is het door de diverse effecten (positief en negatief) en niet op voorhand te zeggen of het financieel risico van projecten door de crisis toeneemt of afneemt.

Investeringskosten kunnen dalen wanneer grondstofprijzen dalen of wanneer de schaarste op de markt voor installaties en onderdelen afneemt. Wanneer een daling van grondstofprijzen zich daadwerkelijk vertaalt in lagere prijzen is o.a. afhankelijk van de termijncontracten die de maakindustrie heeft met grondstofleveranciers. De schaarste op de markt van installaties en onderdelen (bijv. windturbines) is in hoge mate vraaggedreven en wordt sterk beïnvloed door duurzame energiebeleid. Zolang in de EU het duurzame energiebeleid ambitieus blijft, zal er weinig vraagafname plaatsvinden. De investeringskosten van duurzame energieprojecten kunnen dalen, maar het is niet zeker dat projecten die in 2009 en begin 2010 starten hier al de voordelen van ondervinden.

Dalende energieprijzen hebben in principe een negatief effect voor energieproducenten. Zij zijn voor inkomsten immers afhankelijk van de verkoop van energie. Producenten zijn binnen de SDE-regeling grotendeels beschermd tegen dalende prijzen en ondervinden alleen nadelige gevolgen wanneer de jaargemiddelde energieprijs onder de basisenergieprijs ligt - in beginsel wordt dit risico gecompenseerd door de zogenaamde basisprijspremie.

Brandstofprijzen zullen op korte termijn waarschijnlijk dalen onder invloed van afnemende vraag wereldwijd. Voor energieprojecten is echter een looptijd van 10 tot 15 jaar relevant en het is ten tijde van dit onderzoek nog niet te zeggen of er op lange termijn effecten zullen zijn op de kosten van brandstof. De kosten van biomassa zijn naar verwachting niet zo gevoelig omdat ze vooral gebaseerd zijn op verwerkingskosten en niet op schaarste.

#### *Kapitaalskosten*

Doordat er minder krediet beschikbaar is en er nog geen duidelijkheid is over de betrouwbaarheid van diverse banken wordt in de afgelopen maanden een liquiditeitsopslag gerekend voor kredieten. Deze opslag is naar verwachting tijdelijk, maar wel reëel voor projecten die nu of in de nabije toekomst kapitaal nodig hebben. De hoogte van de opslag varieert per bank en in de tijd, maar kan oplopen tot enkele procenten. Dat betekent dat het aantrekken van vreemd vermogen op korte termijn tot enkele procenten duurder kan zijn, zelfs zonder dat het projectrisico is gewijzigd. Er is vanwege het gebrek aan voldoende handel geen goede marktindicator te vinden voor de liquiditeitsopslag.

#### *Discussie*

Op basis van de bovengenoemde effecten en de huidige onduidelijkheid in de financiële markten is het niet eenduidig te bepalen wat invloed is op energieprojecten. In afwezigheid van duidelijke netto effecten is er voor gekozen om de onstuimige marktontwikkelingen vooralsnog niet mee te nemen in de inschattingen van kosten en opbrengsten.

Er is wel een reële mogelijkheid dat projecten die in 2009-2010 starten worden geconfronteerd met hogere kosten voor vreemd vermogen. Ten tijde van het schrijven van dit eindadvies is er nog veel onzekerheid over hoe de crisis zal aflopen en er het is niet mogelijk een zinvolle uitspraak te doen over de werkelijke kosten van kapitaal medio 2009.

In overleg met het Ministerie van Economische Zaken is er voor gekozen om in dit eindadvies te werken met dezelfde rentepercentages als het voorgaande advies, maar om in een bijlage een analyse te maken van het effect van rentewijzigingen op het basisbedrag. Voor elk van de categorieën wordt in Bijlage A getoond hoeveel het basisbedrag wijzigt per procentpunt rente op vreemd vermogen. Wanneer er meer duidelijkheid is over de actuele praktijk bij het vaststellen van de subsidiebedragen kan deze informatie door het EZ worden meegewogen.

Tabel 6.1 *Financieel-economische parameters en de kredietcrisis*

Financieel-economische parameter	Effect op basisbedrag
Technologisch risico	0
Financieel risico	-/+
Energieopbrengsten	0
Investeringskosten	0/-
Brandstofkosten	0/-
Kapitaalkosten	+

In Tabel 6.1 wordt voor de belangrijkste kosten en risico's aangegeven wat het verwachte effect is van de kredietcrisis. Wanneer er geen effect wordt verwacht op projecten die worden gerealiseerd in 2009-2010 is dit aangegeven met '0'. Een '-' geeft aan dat het basisbedrag naar verwachting naar beneden gaat en een '+' geeft aan dat het basisbedrag naar verwachting omhoog gaat.

## 6.2 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 biomassaprojecten 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>16</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*

Biomassaprojecten 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 risicobepalende constructies is een aandeel eigen vermogen van 25% representatief voor projecten waarbij de biomassa buiten het project moet worden ge-

<sup>16</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.

kocht. Voor projecten met een zekere biomassabeschikbaarheid, bijvoorbeeld bij stortgas, is een aandeel eigen vermogen van 20% representatief.

### *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.

## 6.3 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.

In de Regeling Groenprojecten 2005 (hierna: groenfinancieringsregeling) worden de criteria vermeld op grond waarvan duurzame energieprojecten een groenverklaring kunnen krijgen. Een groenverklaring is doorgaans 10 jaar geldig, en leidt tot een belastingvoordeel voor beleggers in groenprojecten. Groenprojecten kunnen hierdoor tegen een gunstige rente leningen aangaan. Als effectieve rentekorting voor projecten die voor een groenverklaring in aanmerking komen wordt in dit rapport gerekend met 1%.

Duurzame energieprojecten die in aanmerking komen voor groenfinanciering zijn in drie groepen onder te verdelen. In hoofdlijn zijn dit windprojecten, zon-PV-projecten en innovatieve pro-



jecten. In 2008 werden in beginsel voor alle windprojecten en alle zon-PV-projecten groenverklaringen afgegeven, behoudens een rentabiliteitstoets. Door deze generieke benaderingswijze is de groenfinancieringsregeling voor deze categorieën goed afgestemd op de SDE-regeling. De rentekorting van 1% is daarom in berekeningen meegenomen bij de categorieën wind en zon-PV.

Het is niet bekend of de groenregeling in 2009/2010 dezelfde criteria zal bevatten als in 2008. Aanvullende criteria kunnen ertoe leiden dat de groenregeling niet meer generiek van toepassing is op wind- en zon-PV-projecten. De mogelijkheid om op relatief korte termijn de criteria aan te passen, vormt een complicatie bij het adviseren over de basisbedragen. Het advies voor de basisbedragen 2009/2010 in dit rapport is geschreven onder de aanname dat de groenfinancieringsregeling geen aanvullende eisen stelt aan projecten voor wind en zon-PV.

De overige duurzame energieprojecten kunnen een groenverklaring krijgen als zij als innovatief bestempeld worden, voldoende milieurendement halen en aan financiële rendementseisen voldoen. Doordat marktpartijen slecht op het innovativiteitscriterium in kunnen spelen, en vanwege de per definitie niet-generieke aard van dit criterium, wordt het rentevoordeel bij groenfinanciering op basis van innovativiteit niet meegenomen in het advies voor de basisbedragen 2009/2010. 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.

## 6.4 Financieringsparameters per categorie

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

Tabel 6.2 *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%		n.v.t.
Covergisting van dierlijke mest	25%	6%	15%	7,1%	12	12	2%	25,5%		n.v.t.
Vergisting overige biomassa	20%	6%	15%	6,6%	12	12	2%	25,5%		n.v.t.
Biomassaverbrandingsinstallaties										
Vaste biomassa <10 MW <sub>e</sub>	25%	6%	15%	7,1%	12	12	2%	25,5%		n.v.t.
Vaste biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	25%	6%	15%	7,1%	12	12	2%	25,5%		n.v.t.
Vloeibare biomassa <10 MW <sub>e</sub>	25%	6%	15%	7,1%	12	12	2%	25,5%		n.v.t.
Vloeibare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	25%	6%	15%	7,1%	12	12	2%	25,5%		n.v.t.
Afvalverbrandingsinstallaties										
Standaard rendement	33%	6%	12%	7,0%	15	15	2%	25,5%		n.v.t.
Upgraded	33%	6%	12%	7,0%	15	15	2%	25,5%		n.v.t.
Hoog rendement	33%	6%	12%	7,0%	15	15	2%	25,5%		n.v.t.
Zon-PV										
0,6-5 kW <sub>p</sub>	0%	2,6%	2,6%	2,6%	15	15	2%	n.v.t.	●	n.v.t.
5- 100 kW <sub>p</sub>	10%	5%	15%	4,9%	15	15	2%	25,5%	●	3000

Tabel 6.3 *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%	6%	15%	6,6%	12	12	2%	25,5%		100%
Mestcovergisting, klein	25%	6%	15%	7,1%	12	12	2%	25,5%		46%
Mestcovergisting, groot	25%	6%	15%	7,1%	12	12	2%	25,5%		30%
Vergisting overige biomassa	20%	6%	15%	6,6%	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 vooralsnog 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.

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 upward potential, mogelijke extra opbrengsten doordat de elektriciteitsprijs hoger komt te liggen dan het basisbedrag, is groter dan bij een aantal andere opties. Daarom heeft het Ministerie van EZ 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 (inclusief warmteafzet)*

	Subsidieduur [jaren]	Productiekosten (incl. warmte-afzet) [€/kWh]	Transactiekosten [€/kWh]	Basisprijspremie [€/kWh]	<b>Basisbedrag [€/kWh]</b>	Basisbedrag (excl. WKK-benutting) [€/kWh]	Correctie: profielfactor	Correctie: onbalansfactor	Correctie: marktindex
Wind op land	15	9,12	0,09	0,15	<b>9,4</b>		1,00	0,89	APX
Biomassavergistingsinstallaties									
Stortgas	12	8,22	0,09	0	<b>8,3</b>	8,0	1,00	1,00	APX
RWZI / AWZI	12	5,91	0,09	0	<b>6,0</b>	5,9	1,00	1,00	APX
Covergisting van dierlijke mest	12	19,71	0,09	0,25	<b>20,1</b>	19,2	1,00	1,00	APX
Vergisting overige biomassa	12	13,07	0,09	0,25	<b>13,4</b>	12,6	1,00	1,00	APX
Biomassaverbrandingsinstallaties									
Vaste biomassa <10 MW <sub>e</sub>	12	19,65	0,09	0,25	<b>20,0</b>	19,1	1,00	1,00	APX
Vaste biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	11,97	0,09	0,25	<b>12,3</b>	11,7	1,00	1,00	APX
Vloeibare biomassa <10 MW <sub>e</sub>	12	16,63	0,09	0	<b>16,7</b>	16,3	1,00	1,00	APX
Vloeibare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	12,84	0,09	0	<b>12,9</b>	12,6	1,00	1,00	APX
Afvalverbrandingsinstallaties									
Standaard rendement	15	5,11	0,09	0	<b>5,2</b>		1,00	1,00	APX
Upgraded	15	5,52	0,09	0	<b>5,6</b>		1,00	1,00	APX
Hoog rendement	15	6,12	0,09	0	<b>6,2</b>		1,00	1,00	APX
Zon-PV									
0,6-5 kW <sub>p</sub>	15	52,63	0	0	<b>52,6</b>		1,00	1,00	KVT
5- 100 kW <sub>p</sub>	15	45,51	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 [€/Nm <sup>3</sup> ]	Contractkosten [€/Nm <sup>3</sup> ]	<b>Basisbedrag [€/Nm<sup>3</sup>]</b>	Correctie: p rofielfactor	Correctie: onbalansfactor	Correctie: marktindex
Stortgas	12	36,1	1,0	37,1	1,00	1,00	TTF
RWZI en AWZI	12	27,7	1,0	28,7	1,00	1,00	TTF
Mestcovergisting, klein	12	88,7	1,8	90,5	1,00	1,00	TTF
Mestcovergisting, groot	12	81,8	1,8	83,6	1,00	1,00	TTF
Vergisting overige biomassa	12	72,0	1,8	73,8	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: profielfactor	Correctie: index	Basisbedrag [€/kWh]
Wind op land	15	2200	0,89	1,00	APX	<b>9,4</b>
Biomassavergistingsinstallaties						
Stortgas	12	6500	1,00	1,00	APX	<b>8,3</b>
RWZI/AWZI	12	8000	1,00	1,00	APX	<b>6,0</b>
Covergisting van dierlijke mest	12	7500	1,00	1,00	APX	<b>20,1</b>
Vergisting overige biomassa	12	8000	1,00	1,00	APX	<b>13,4</b>
Biomassaverbrandingsinstallaties						
Vaste biomassa <10 MW <sub>e</sub>	12	7500	1,00	1,00	APX	<b>20,0</b>
Vaste biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	8000	1,00	1,00	APX	<b>12,3</b>
Vloeibare biomassa <10 MW <sub>e</sub>	12	7500	1,00	1,00	APX	<b>16,7</b>
Vloeibare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	8000	1,00	1,00	APX	<b>12,9</b>
Afvalverbrandingsinstallaties						
Standaard rendement	15	8080	1,00	1,00	APX	<b>5,2</b>
Upgraded	15	7800	1,00	1,00	APX	<b>5,6</b>
Hoog rendement	15	7500	1,00	1,00	APX	<b>6,2</b>
Zon-PV						
0,6-5 kW <sub>p</sub>	15	850	1,00	1,00	KVT <sup>17</sup>	<b>52,6</b>
5-100 kW <sub>p</sub>	15	850	0,94	1,00	APX <sub>peak</sub>	<b>45,9</b>

<sup>17</sup> KVT: Kleinverbruikerstarief.

Tabel 8.2 *Basisbedragen voor groen gas 2009-2010*

	Subsidieduur [jaren]	Maximum vollasturen [uur]	Correctie: profielfactor	Correctie: onbalansfactor	Correctie: marktindex	Basisbedrag [€/Nm <sup>3</sup> ]
Stortgas	12	6500	1,00	1,00	TTF	<b>37,1</b>
RWZI en AWZI	12	8000	1,00	1,00	TTF	<b>28,7</b>
Mestcovergisting klein <sup>18</sup>	12	7500	1,00	1,00	TTF	<b>90,5</b>
Mestcovergisting groot	12	7500	1,00	1,00	TTF	<b>83,6</b>
Vergisting overige biomassa	12	8000	1,00	1,00	TTF	<b>73,8</b>

### *Analyse*

De basisbedragen voor de verschillende opties zijn licht gestegen vanwege gangbare prijsstijgingen (inflatie). De prijs van vloeibare biomassa is internationaal 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.

In overleg met het Ministerie van EZ is gekozen om de effecten van de financiële crisis die zich eind 2008 voltrekt te beschrijven maar vooralsnog niet in het hele rapport te verwerken. Ten tijde van het schrijven van dit rapport is er nog onvoldoende duidelijkheid over de duur, aard en omvang van de gevolgen. In Hoofdstuk 6 wordt verder ingegaan op de mogelijke gevolgen van de crisis voor projecten die gericht zijn op realisatie in 2009-2010. De hier geadviseerde basisbedragen zijn niet gecorrigeerd voor de effecten van de kredietcrisis. Op verzoek van het Ministerie is in Bijlage A een indicatie opgenomen van het effect van stijgende kapitaalslasten op de diverse basisbedragen.

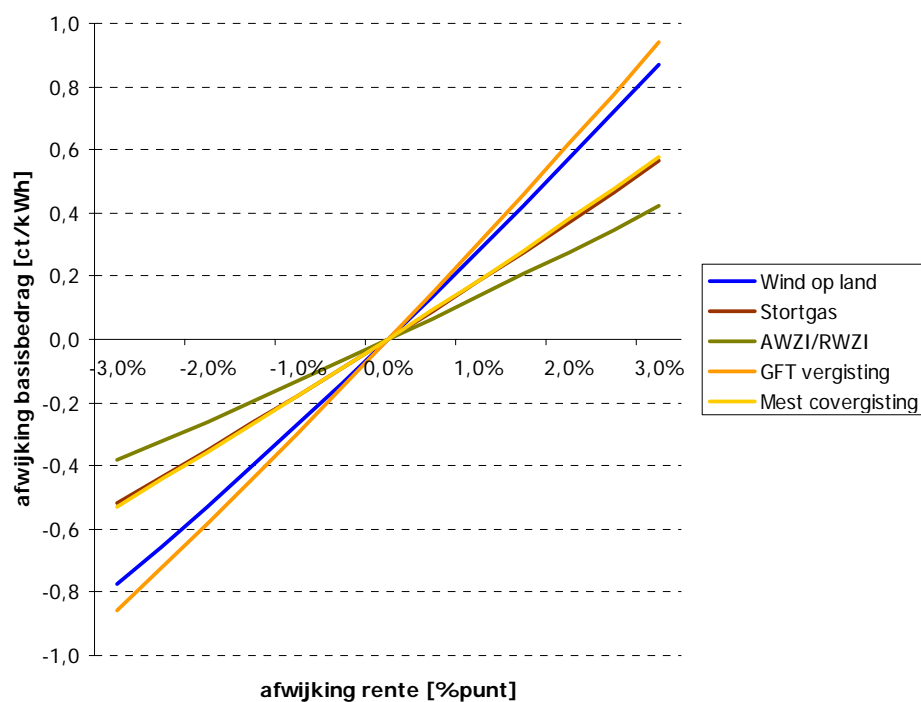
<sup>18</sup> Klein en groot zijn equivalent met respectievelijk 270 en 875 Nm<sup>3</sup>/uur. Dit komt overeen met 600 kWe en 2 MWe.

## 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.

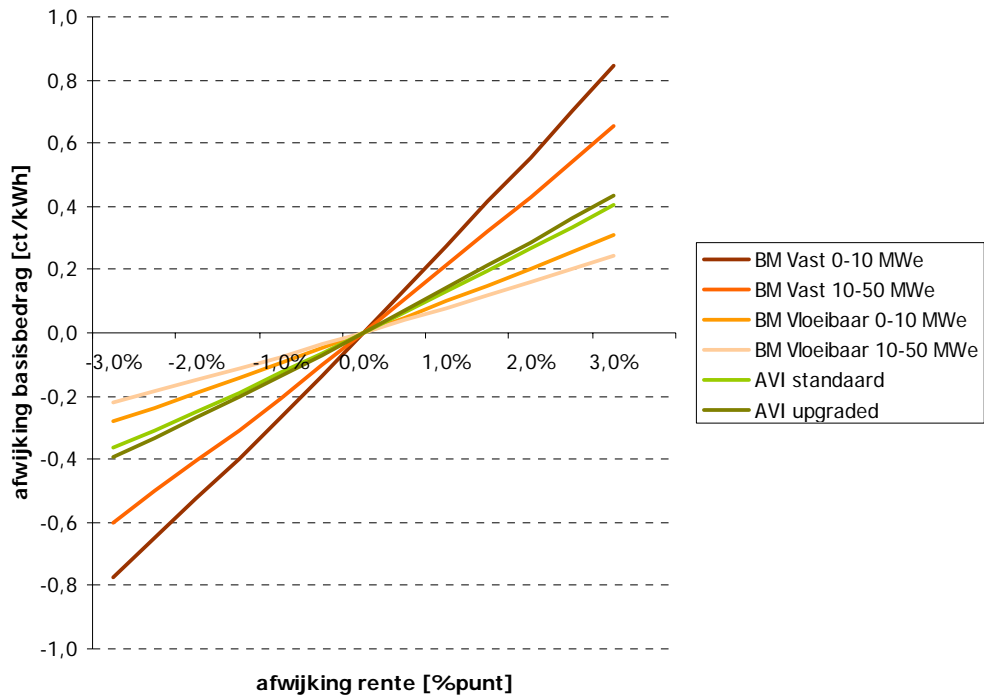
## Bijlage A Effect van rentewijziging op basisbedragen

In Paragraaf 6.1 is in kwalitatieve termen beschreven wat de mogelijke effecten zijn van de wereldwijde financiële crisis in de tweede helft van 2008. Door de sterke afname van de liquiditeit op de kredietmarkt en uitblijvend vertrouwen wordt een liquideitsopslag gerekend bij het aantrekken van vreemd vermogen. Onderstaande grafieken geven weer wat het effect is van een wijziging afwijking van de rente op het basisbedrag. Om te voorkomen dat er teveel lijnen in één grafiek staan (dat is wat onduidelijk) zijn de categorieën willekeurig over drie grafieken verdeeld: A.1, A.2 en A.3.

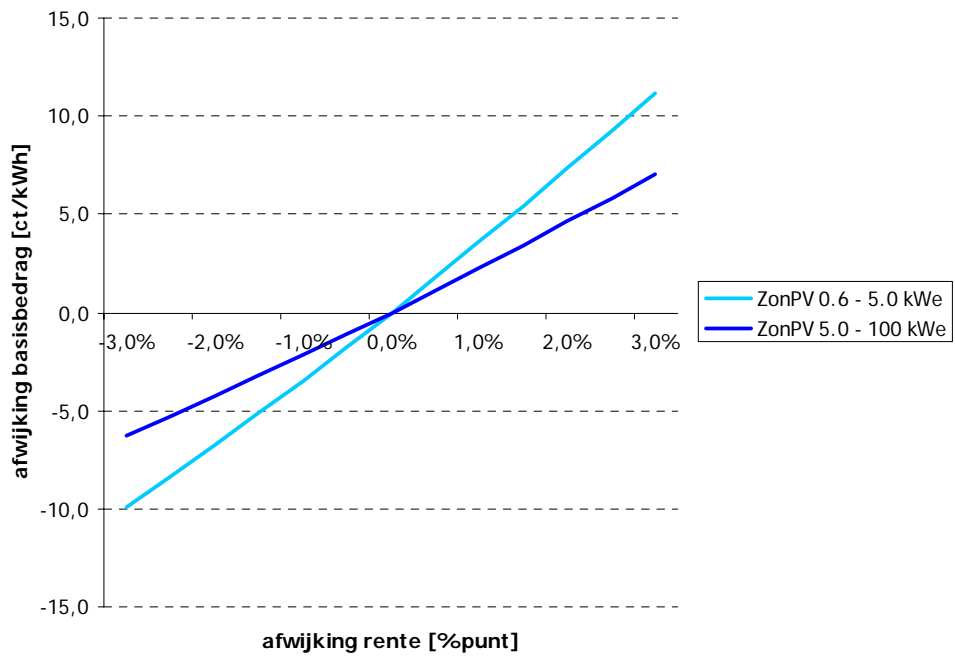


Figuur A.1 *Effect op basisbedragen als gevolg van renteafwijking (1)*





Figuur A.2 Effect op basisbedragen als gevolg van renteafwijking (2)



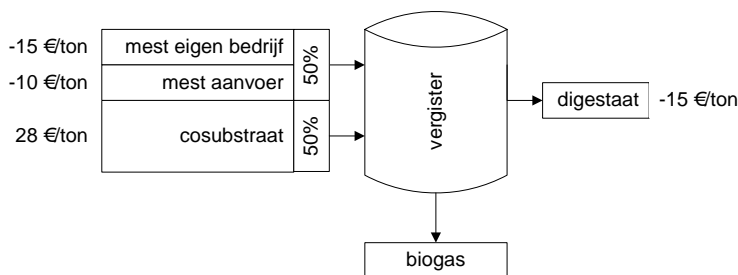
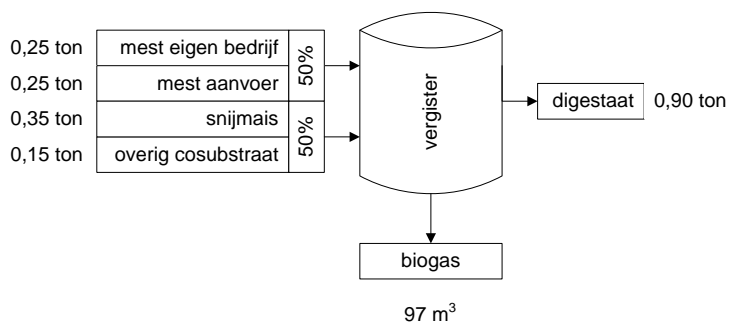
Figuur A.3 Effect op basisbedragen als gevolg van renteafwijking (3)

## Bijlage B Mestcovergisting

### Berekening kosten en energie-inhoud grondstof

Een covergistingsinstallatie heeft inputs in de vorm van mest en co-substraat, en output in de vorm van biogas en digestaat. Qua volumes zijn hier de volgende aannames gemaakt (zie ook figuur B4, bovenste diagram):

- Het substraat bestaat voor 50% uit mest. Van deze mest komt de helft vrij uit het eigen bedrijf, dus zonder transportkosten; de andere helft wordt uit de regio betrokken.
- Het cosubstraat bestaat voor 70% uit snijmais, en voor 30% uit (goedkopere) laagwaardige cosubstraten (denk aan afgekeurde gewassen, diervoederresten, etc).
- Doordat in de vergister (een deel van) het organisch materiaal wordt omgezet in biogas, is het volume van het digestaat lager dan dat van de input. Hier is een volumeafname van 10% aangenomen.
- De gemiddelde productie aan ruw biogas is gesteld op 97 Nm<sup>3</sup> per ton substraat, met een gemiddeld methaangehalte van 56%.
- Omdat de standaard berekeningswijze rekt met de energie-inhoud van het substraat, is de biogasopbrengst ook teruggerekend naar deze energie-inhoud. Hier wordt aangenomen dat mest gemiddeld 1 GJ/ton aan organisch materiaal bevat, en het co-substraat gemiddeld 4,8 GJ/ton. Bij een 50/50-verhouding is dat een gemiddelde energie-inhoud van 2,9 GJ/ton. In de vergister wordt 67% van deze energie omgezet in methaan; de verliespost van 33% bestaat uit onvergist materiaal en procesverliezen.



Figuur B.1 Stromen en bijbehorende prijzen voor vergistingsinputs en -outputs

De prijsniveaus van de grondstoffen en het digestaat zijn als volgt (zie ook figuur B4 onderste diagram):

- Mest uit het eigen bedrijf wordt ingerekend tegen de vergoeding die de eigenaar zou moeten betalen bij afvoer van de mest, hier geschat op 15 €/ton. Voor de vergister is dit dus een negatieve prijs.
- Voor mest die van elders wordt aangevoerd krijgt de vergistingsinstallatie een bedrag, gelijk aan de afvoervergoeding die de bijbehorende mestproducent moet betalen minus de transportkosten. Deze zijn hier geschat op 5 €/ton, waardoor de aangevoerde mest een negatieve prijs van 10 €/ton krijgt.
- Verder wordt aangenomen dat het digestaat moet worden afgevoerd tegen dezelfde prijzen als die van mest. Dat betekent dat de betere bemestingswaarde van digestaat (nog) niet tot uitdrukking komt in de prijzen.
- De prijzen van snijmaïs en andere substraten kunnen sterk variëren. De maïsprijs bijvoorbeeld is afgelopen jaar uitzonderlijk hoog geweest. Voor een 70-30 mengsel van maïs en ander co-substraat is hier een gemiddelde prijs van 28 €/ton aangenomen, oftewel 5,8 €/GJ. In de praktijk blijken co-substraten een prijs te hebben die, gerekend in €/GJ, onderling weinig verschilt. Momenteel liggen deze tussen de 5,5 en 6 €/GJ.

De prijs (P) voor vergistinggrondstof wordt nu berekend als<sup>19</sup>

$$P = 0.25 P_{\text{mest eigen bedrijf}} + 0.25 P_{\text{mestaanvoer}} + 0.50 P_{\text{cosubstraat}} - 0.9 P_{\text{digestaat}} = 21 \text{ €/ton}$$

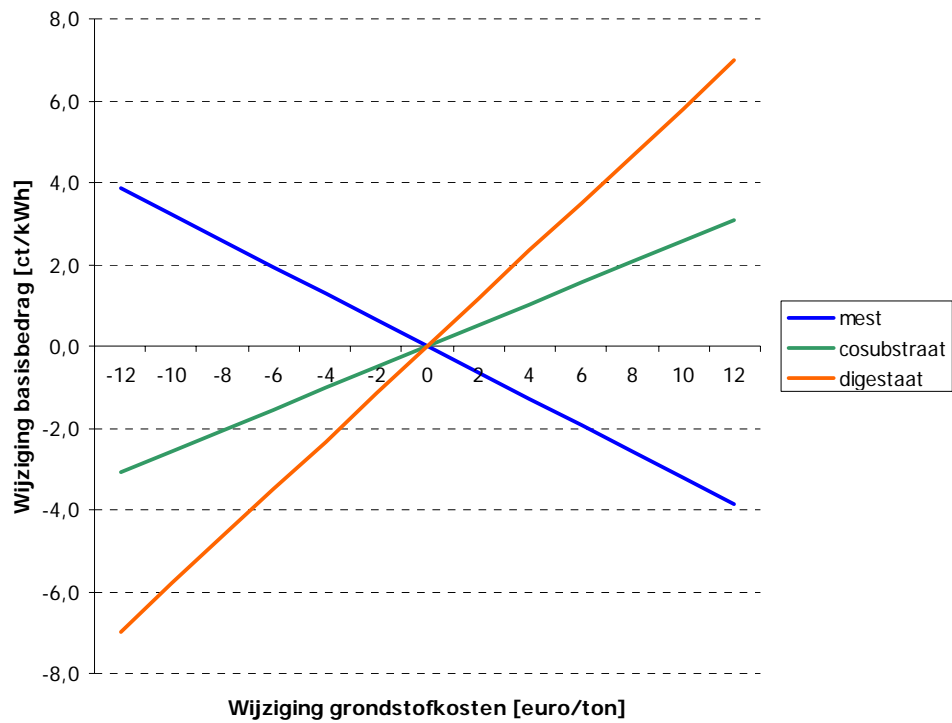
#### *Effect van wijzigingen in de grondstofkosten op het basisbedrag*

Bij covergisting zijn de prijzen van grondstoffen sterk van invloed op het basisbedrag. De sterkste factor hier is de prijs van digestaat: als deze kosten voor afvoer hiervan dalen neemt het basisbedrag sterk af. Dit betekent ook dat het basisbedrag sterk daalt wanneer het mogelijk zou zijn om het digestaat zonder kosten af te zetten, bijvoorbeeld als kunstmestvervanger. Gratis digestaatafzet zou leiden tot een daling van de kosten voor vergistingsinput van 21 €/ton tot 8 €/ton; het basisbedrag voor covergisting van mest zonder warmte-afzet zou hierdoor dalen van 19,2 naar 12,3 €/kWh.

De gevoeligheid van het basisbedrag voor kosten van digestaatafvoer is bijna twee keer sterker dan de gevoeligheid voor een stijgende prijs voor co-substraat. In Figuur B.2 ligt de gevoeligheid voor variaties in de mestprijs hier tussenin (bij deze analyse is de afvoerprijs van mest gevarieerd, de transportkosten van 5 €/ton, die het verschil veroorzaken tussen eigen mest en aan te voeren mest is constant gehouden). Wanneer echter gekeken wordt naar relatieve veranderingen is de gevoeligheid voor de mestprijs vrijwel gelijk aan die voor de prijs van co-substraat. Wanneer we ervan uit zouden gaan dat ook de prijs van digestaat aan de mestprijs is gekoppeld is dit veruit de meest gevoelige parameter.

---

<sup>19</sup> Voor de volledigheid: dit is afgerond, de exacte prijs P is 21,25 €/ton



Figuur B.2 *Gevoeligheid van het basisbedrag voor veranderingen in de prijzen van mest, co-substraat en digestaat*