

Basisbedragen in de SDE 2012

Conceptadvies ten behoeve van de marktconsultatie

S.M. Lensink (ECN)

J.A. Wassenaar (KEMA)

M. Mozaffarian (ECN)

S.L. Luxembourg (ECN)

C.J. Faasen (KEMA)



Verantwoording

Dit rapport is geschreven door ECN in samenwerking met KEMA en in opdracht van het Ministerie van EL&I. Het onderzoek staat geregistreerd onder projectnummer 5.1123.08.01. Contactpersoon voor het project is Sander Lensink (lensink@ecn.nl).

Aan het onderzoek is tevens meegewerkt door Edward Pfeiffer, Hans Cleijne, Mark van de Ven (KEMA), Arjan Plomp, Paul Lako en Wouter Wetzels (ECN). De auteurs danken hen voor hun inbreng.

Abstract

On assignment of the Dutch Ministry of Economic Affairs, ECN and KEMA have studied the cost 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+. The report contains a draft advice on the cost of projects in the Netherlands targeted for realisation in 2012. The options cover installations for green gas, biogas, renewable electricity and renewable heat. The draft advice has been written to facilitate the market consultation on the 2012 base rates. The open market consultation is to be held in August 2011.

Inhoud

Lijst van tabellen	5
Lijst van figuren	6
Samenvatting	7
1. Inleiding	9
2. Proces	10
3. Werkwijze en uitgangspunten	11
4. Correctiebedragen en premiestructuur	13
4.1 Inleiding premiestructuur	13
4.2 Berekeningswijze basisprijzen	13
4.3 Basisprijspremie, transactiekosten	13
4.4 Onbalans- en profielfactor	13
4.5 Berekeningswijze correctiebedragen elektriciteit en groen gas	13
4.6 Berekeningswijze correctiebedragen hernieuwbare warmte	13
5. Prijzen	15
5.1 Fossiele brandstoffen	15
5.2 Biomassa	15
5.2.1 Vaste biomassa: afvalhout	15
5.2.2 Vaste biomassa: knip- en snoeihout	16
5.2.3 Vloeibare biomassa	16
5.2.4 Vergisting: biomassa voor allesvergisters	16
5.2.5 Vergisting: biomassa voor mestcovergisters	16
6. Technisch-economische parameters	19
6.1 Vergisting van biomassa	19
6.1.1 Hubs	19
6.1.2 Stortgas	21
6.1.3 AWZI/RWZI	23
6.1.4 Mestcovergisting	24
6.1.5 Allesvergisting	26
6.2 Thermische conversie < 10 MW _e	28
6.3 Thermische conversie van biomassa (>10 MW _e)	29
6.4 Kleinschalige afvalverbranding	29
6.5 Ketel met vaste biomassa	30
6.6 Bestaande installaties	31
6.6.1 Warmtebenutting bij bestaande projecten	31
6.6.2 Verlengde levensduur vergisting	32
6.6.3 Verlengde levensduur verbranding	32
6.7 Waterkracht	33
6.8 Windenergie	34
6.8.1 Parameters wind op land	34
6.8.2 Parameters wind in meer	36
6.8.3 Randvoorwaarden windenergie	36
6.9 Diepe geothermie	38
6.10 Warmte-koudeopslag in de glastuinbouw	40
6.11 Indicatieve berekeningen	43
6.11.1 Inleiding	43
6.11.2 Vergassing van biomassa	43
6.11.3 Zon-PV > 15 kW _p	44
6.11.4 Wind op zee	45
6.11.5 Energie uit vrije stroming	45
6.11.6 Osmose	46

7. Overzicht basisbedragen	48
Afkortingen	49
Referenties	50

Lijst van tabellen

Tabel S.1	<i>Overzicht basisbedragen conceptadvies 2012</i>	7
Tabel S.2	<i>Overzicht onrendabele top warmte-koudeopslag in de glastuinbouw</i>	8
Tabel 5.1	<i>Prijsprojecties biomassa</i>	18
Tabel 6.1	<i>Technisch-economische parameters WKK-hub</i>	20
Tabel 6.2	<i>Technisch-economische parameters warmtehub</i>	20
Tabel 6.3	<i>Technisch-economische parameters groengashub</i>	21
Tabel 6.4	<i>Technisch-economische parameters stortgas (ruw biogas)</i>	22
Tabel 6.5	<i>Technisch-economische parameters stortgas (groen gas)</i>	22
Tabel 6.6	<i>Technisch-economische parameters stortgas (hernieuwbare warmte)</i>	22
Tabel 6.7	<i>Technisch-economische parameters stortgas (WKK)</i>	23
Tabel 6.8	<i>Technisch-economische parameters AWZI/RWZI (ruw biogas)</i>	24
Tabel 6.9	<i>Technisch-economische parameters mestcovergisting (ruw biogas)</i>	25
Tabel 6.10	<i>Technisch-economische parameters mestcovergisting (groen gas)</i>	25
Tabel 6.11	<i>Technisch-economische parameters mestcovergisting (hernieuwbare warmte)</i>	26
Tabel 6.12	<i>Technisch-economische parameters mestcovergisting (WKK)</i>	26
Tabel 6.13	<i>Technisch-economische parameters allesvergisting (ruw biogas)</i>	27
Tabel 6.14	<i>Technisch-economische parameters allesvergisting (groen gas)</i>	27
Tabel 6.15	<i>Technisch-economische parameters allesvergisting (hernieuwbare warmte)</i>	28
Tabel 6.16	<i>Technisch-economische parameters allesvergisting (WKK)</i>	28
Tabel 6.17	<i>Technisch-economische parameters thermische conversie van biomassa < 10 MW_e</i>	28
Tabel 6.18	<i>Technisch-economische parameters thermische conversie van biomassa > 10 MW_e</i>	29
Tabel 6.19	<i>Technisch-economische parameters kleinschalige afvalverbranding</i>	30
Tabel 6.20	<i>Technisch-economische parameters warmwater-bioketel op vaste biomassa</i>	31
Tabel 6.21	<i>Technisch-economische parameters stoom-bioketel op vaste biomassa</i>	31
Tabel 6.22	<i>Technisch-economische parameters warmtebenutting bij bestaande projecten</i>	32
Tabel 6.23	<i>Technisch-economische parameters verlengde levensduur vergisting</i>	32
Tabel 6.24	<i>Technisch-economische parameters verlengde levensduur verbranding</i>	33
Tabel 6.25	<i>Technisch-economische parameters waterkracht met valhoogte kleiner 5 meter</i>	33
Tabel 6.26	<i>Technisch-economische parameters waterkracht met valhoogte groter dan 5 meter</i>	34
Tabel 6.27	<i>Karakteristieken windprofiel op land</i>	34
Tabel 6.28	<i>Voorgenomen definitie referentielocaties</i>	37
Tabel 6.29	<i>Technisch-economische parameters diepe geothermie (warmte)</i>	38
Tabel 6.30	<i>Technisch-economische parameters diepe geothermie (WKK)</i>	39
Tabel 6.31	<i>Technisch-economische parameters diepe geothermie (elektriciteit)</i>	40
Tabel 6.32	<i>Technisch-economische parameters warmte-koudeopslag bij 8 ha tomatenteelt, incl correctie vervanging WKK-technologie (gebaseerd op Ruijs et al., 2010; Raaphorst, 2011)</i>	42
Tabel 6.33	<i>Technisch-economische parameters warmte-koudeopslag bij 8 ha rozenteelt, incl correctie vervanging WKK-technologie (gebaseerd op Ruijs et al., 2010; Raaphorst, 2011)</i>	42
Tabel 6.34	<i>Technisch-economische parameters warmte-koudeopslag bij 4 ha phalaenopsisteelt, incl correctie vervanging WKK-technologie (gebaseerd op Ruijs et al., 2010; Raaphorst, 2011)</i>	42
Tabel 6.35	<i>Technisch-economische parameters warmte-koudeopslag bij 3 ha fresiateelt (gebaseerd op Ruijs et al., 2010; Raaphorst, 2011)</i>	43
Tabel 6.36	<i>Technisch-economische parameters vergassing van biomassa</i>	44
Tabel 6.37	<i>Technisch-economische parameters zonPV > 15 kW_p</i>	45
Tabel 6.38	<i>Technisch-economische parameters wind op zee</i>	45
Tabel 6.39	<i>Technisch-economische parameters energie uit vrije stroming</i>	46
Tabel 6.40	<i>Technisch-economische parameters osmose</i>	47

Tabel 7.1	<i>Overzicht basisbedragen conceptadvies 2012</i>	48
Tabel 7.2	<i>Overzicht onrendabele top warmte-koudeopslag in de glastuinbouw</i>	48

Lijst van figuren

Figuur 5.1	<i>Geïndexeerde maïsprijzen 1996-2011 gebaseerd op cijfers van het LEI, index=1 voor het tweede kwartaal van 2010</i>	17
Figuur 5.2	<i>Stromen en prijzen voor vergistingsinputs en -outputs</i>	18
Figuur 6.1	<i>Relatie tussen productiekosten en Q^* bij turbines van dezelfde IEC klasse</i>	35
Figuur 6.2	<i>Relatie tussen basisbedrag en Q^*</i>	36

Samenvatting

Het Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie heeft advies gevraagd aan ECN/KEMA over de basisbedragen voor 2012. Dit rapport is een conceptversie van dat advies om marktpartijen nader te consulteren. In Tabel S.1 staat het overzicht van de basisbedragen in dit conceptadvies.

Tabel S.1 *Overzicht basisbedragen conceptadvies 2012*

	Elektriciteit [€/kWh]	Ruw biogas [€/Nm ³]	Groen gas [€/Nm ³]	Warmte [€/GJ]	Elektriciteit en warmte [€/GJ]
Allesvergistung		30,7	61,0	26,3	24,6
AWZI/RWZI (hydrolyse op basis van thermische druk)		>104	>>104	>>42	>>42
Diepe geothermie	>15			9,0	15,5
Ketel op vaste biomassa				21,3	
Ketel op vloeibare biomassa				11,7	
Kleinschalige afvalverbranding					16,5
Kleinschalige waterkracht, hoog verval	7,1				
Kleinschalige waterkracht, laag verval	11,8				
Mestcovergistung		56,8	74,8	18,8	29,7
Opslag op basisbedrag (ruw biogas) bij hubtoepassing			13,1	1,3	4,4
Osmose	>>15				
Stoomketel op vaste biomassa				12,4	
Stortgas		9,5	36,3	1,4	20,7
Thermische conversie van vaste biomassa < 10 MWe					29,4
Thermische conversie van vaste biomassa > 10 MWe					18,7
Vergassing			98,6		
Verlengde levensduur van vergistingsinstallaties					20,1
Verlengde levensduur verbrandingsinstallaties					15,9
Warmtebenutting bij bestaande projecten				6,1	
Waterkracht, energie uit vrije stroming	>>15				
Wind in meer	11,7				
Wind op land	3,0+4,7/Q*				
Wind op zee	>15				
Zon-PV >15 kWp	>>15				

De basisbedragen die in dit rapport genoemd staan, hebben betrekking op een representatieve installatie. In de praktijk zullen er situaties zijn waar de kosten hoger of lager uitvallen door lokale omstandigheden. In Tabel S.1 zijn de basisbedragen voor productie van elektriciteit, groen gas, ruw biogas en warmte opgenomen. De basisbedragen voor ruw biogas dienen gezien te worden in het licht van eventuele ondersteuning voor installaties die zijn aangesloten op een groengashub. Basisbedragen die boven de limiet van de vrije categorie (15 €/kWh, 104 €/Nm³ of 42 €/GJ) uitstijgen, zijn indicatief uitgerekend. Deze basisbedragen zijn aangeduid met ruwe aanduidingen zoals >15 €/kWh als dit bedrag net boven deze limiet ligt (en al voor 2020 tot onder de 15 €/kWh zou kunnen dalen) en met >>15 €/kWh als deze ruim boven de limiet ligt.

In vergelijking met de basisbedragen van 2011 is te zien dat de basisbedragen voor veel biomassacategorieën lager uitvallen. Door de invoering van de SDE+ voor hernieuwbare warmte, wordt in dit conceptadvies gerekend met een duidelijk grotere warmteafzet dan in eerdere jaren.

Nieuw is dat het basisbedrag voor wind op land is gedifferentieerd. Een directe vergelijking met het basisbedrag van 9,6 €/kWh uit 2012 is daardoor moeilijk te trekken, maar een duidelijke daling van de kosten voor wind op land valt wel te herkennen.

Voor warmte-koudeopslag in de glastuinbouw is geen basisbedrag uitgerekend. De meerkosten van warmte-koudeopslag ten opzichte van toepassing van WKK-installaties voor de warmtevoorziening, zijn teeltafhankelijk, zie Tabel S.2. Eén generiek basisbedrag voor warmte-koudeopslag in de glastuinbouw zou naar inzicht van ECN/KEMA onvoldoende recht doen aan het uitgangspunt om de SDE-plusregeling voldoende kostenefficiënt te houden.

Tabel S.2 Overzicht onrendabele top warmte-koudeopslag in de glastuinbouw

Teelt	Warmte [€/GJ]
Tomaten	5,8
Rozen	4,4
Vlinderorchideeën	-0,4
Fresia's	-11,0

1. Inleiding

Het Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie (EL&I) heeft aan ECN en KEMA advies gevraagd over de hoogte van de basisbedragen in het kader van de SDE-regeling voor 2012. Evenals bij vergelijkbare onderzoeken in voorgaande jaren, hebben ECN en KEMA in overleg met het ministerie gekozen om een conceptadvies aan de markt voor te leggen. Dit rapport bevat dat conceptadvies.

ECN en KEMA adviseren het ministerie over de hoogte van de basisbedragen voor door het Ministerie voorgeschreven categorieën. De Minister van EL&I beslist over de openstelling van de SDE-regeling in 2012, de open te stellen categorieën en de basisbedragen voor nieuwe SDE-beschikkingen in 2012.

Leeswijzer

De uitgangspunten van het advies, zoals opdracht en rekenmethodiek, staan genoemd in Hoofdstuk 2. In Hoofdstuk 3 wordt ingegaan op randvoorwaarden, zoals flankerend beleid en financiële uitgangspunten. De feed-inpremiestructuur van de SDE-plus wordt toegelicht in Hoofdstuk 4.

De prijsontwikkelingen voor elektriciteit, gas en biomassa worden toelicht in Hoofdstuk 5. Hoofdstuk 5 geeft per categorie een overzicht van de technisch-economische parameters van de hernieuwbare-energieopties. Hoofdstuk 7 besluit met conclusies waarbij de vertaalslag naar basisbedragen gemaakt is.

2. Proces

In de onderzoeksoopdracht voor advies over de basisbedragen in het kader van de SDE-plusregeling staan de categorieën benoemd waarover advies wordt gevraagd. In tegenstelling tot vergelijkbare onderzoeken in voorgaande jaren, heeft het Ministerie van EL&I binnen de huidige opdracht ook gevraagd om nieuwe categorieën voor te stellen, mochten gesprekken met marktpartijen daartoe aanleiding geven.

Dit rapport bevat het conceptadvies. Dit advies wordt ter consultatie aan de markt voorgelegd. Op 14 juli 2011 zal een besloten informatiebijeenkomst gehouden worden bij het Ministerie voor enkele brancheorganisaties. De eigenlijke consultatie is een open consultatie. Met dit rapport worden marktpartijen uitgenodigd om schriftelijk een reactie op dit rapport naar ECN te sturen. Om de schriftelijke reacties mee te kunnen wegen in het eindadvies, dienen deze reacties verzonden te worden aan:

Dr. S.M. Lensink
Energieonderzoek Centrum Nederland
Unit Beleidsstudies
Postbus 1
1755 ZG PETTEN

De reacties kunnen ook per e-mail verstuurd worden aan lensink@ecn.nl.

De reacties dienen uiterlijk 8 augustus 2011 bij ECN binnen te zijn gekomen.

Na de marktconsultatie zullen ECN en KEMA een eindadvies opstellen. In een bijlage bij dit eindadvies zullen de binnengekomen consultatiereacties integraal opgenomen worden, tenzij de betreffende marktpartij vertrouwelijkheid van de reactie wenst. Het proces, het advies en de wijze waarop ECN en KEMA de binnengekomen marktreacties hebben meegewogen, zullen onderwerp zijn van een externe review door Fraunhofer ISI.

3. Werkwijze en uitgangspunten

Het Ministerie van EL&I heeft aan ECN en KEMA advies gevraagd voor het vaststellen van de basisbedragen in het kader van de SDE-plusregeling voor 2012. De te adviseren basisbedragen bevatten de productiekosten, vermeerderd met eventuele regelingsspecifieke meerkosten in relatie tot het afsluiten van elektriciteits- of gascontracten. Het ministerie heeft vooraf de categorieën opgegeven. Voor deze categorieën berekent ECN/KEMA de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit, groen gas of hernieuwbare warmte. De Minister van EL&I besluit over de uiteindelijke openstelling van categorieën. Noch aan de opname noch aan de afwezigheid van een categorie in de adviesvraag kunnen conclusies ten aanzien van openstelling verbonden worden.

In het overleg tussen het Ministerie en ECN/KEMA zijn de uitgangspunten voor de berekening vastgesteld. Hierbij is rekening gehouden met de effectiviteit en efficiëntie van de SDE-plusregeling, cf. (Van Sambeek *et al.*, 2002). Dit impliceert dat de SDE-plusvergoeding, en dus de basisbedragen, voldoende hoog moeten zijn om productie van hernieuwbare elektriciteit en groen gas in de categorieën mogelijk te maken, maar dat de basisbedragen niet toereikend hoeven te zijn voor alle geplande projecten. Als vuistregel geldt dat het merendeel van de projecten per categorie met de basisbedragen doorgang moet kunnen vinden.

Bij het berekenen van de productiekosten dient rekening gehouden te worden met bestaande wet- en regelgeving, voor zover generiek van toepassing in Nederland. Het advies gaat dus uit van beleid waarvan vaststaat (op basis van besluitvorming) dat het in 2012 van kracht is. De productiekosten hebben betrekking op projecten waarvoor in 2012 SDE-plus aangevraagd kan worden en die in 2012 of begin 2013 als bouwproject van start kunnen gaan. Voor de productiekosten van zon-PV heeft het Ministerie van EL&I aangegeven dat uitgegaan dient te worden van de productiekosten in de eerste helft van 2013.

Voor iedere categorie is een referentie-installatie bepaald. De referentie-installatie bestaat uit een zekere techniek (of combinatie van technieken) in combinatie met een gangbaar aantal vol-lasturen en voor de bio-energiecategorieën een referentiebrandstof. De referentie-installatie (eventueel in combinatie met een referentiebrandstof) acht ECN/KEMA ook gangbaar voor nieuwe projecten in de te onderzoeken categorie.

Voor de bepaalde brandstof-techniekcombinaties worden de technisch-economische parameters bepaald. Op basis van deze parameters worden de productiekosten en basisbedragen bepaald met behulp van een gestileerd kasstroommodel; dit model is te raadplegen via de ECN-website¹.

De SDE-plusregeling vergoedt het verschil tussen de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte en groen gas enerzijds en de marktprijs van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte of groen gas anderzijds. De productiekosten in deze zijn de meerkosten van de zogenoemde referentie-installatie om te komen tot productie van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte of groen gas ten opzichte van de alternatieve aanwending van de hernieuwbare-energiebron. Vooral bij systemen waar de biomassa afkomstig is van afvalstromen of restproducten, kan de definitie van ‘meerkosten’, ofwel de systeemgrens, grote invloed hebben op de berekende biomassakosten. Gerekend wordt met de meerkosten om deze stromen of producten in te zetten voor productie van hernieuwbare elektriciteit of groen gas. Voor biomassakosten wordt gerekend met de prijzen die betaald moeten worden om de biomassa bij de installatie geleverd te krijgen. Bij biomassa uit afval of reststromen wordt gerekend met het verschil tussen bovengenoemde biomassaprijzen en de prijzen voor biomassa, als deze biomassa niet gebruikt zou worden voor productie van hernieuwbare elektriciteit of groen gas.

¹ <http://www.ecn.nl/nl/units/ps/themas/hernieuwbare-energie/projecten/sde>.

Voor hernieuwbare-warmtecategorieën worden de kosten beschouwd die met de productie van hernieuwbare warmte samenhangen. De kosten voor een eventuele warmtetransportleiding worden in de investeringskosten van het project meegenomen. Warmteinfrastructuur aan de vraagzijde, zoals een warmtenet, hoort niet bij de subsidiabele kosten. De warmteproductie die in dit advies wordt beschouwd heeft betrekking op de warmtedoorvoer direct na het hek van de installatie, maar vóór de warmtetransportleiding.

Voor alle biomassacategorieën wordt uitgegaan van een subsidieduur van 12 jaar, voor de overige categorieën van 15 jaar. Een tweetal categorieën heeft betrekking op een verlengde levensduur van bestaande hernieuwbare-energie-installaties. Deze categorieën zijn doorgerekend op een subsidieduur van vijf jaar. De duur van de lening en de afschrijvingstermijnen zijn in beginsel gelijk aan de subsidieduur, met uitzondering van de afschrijvingstermijn van enkele componenten van installaties voor waterkracht en geothermie.

Voor de financiële randvoorwaarden is ECN en KEMA door het Ministerie gevraagd om uit te gaan van een financieel totaalrendement van 7,8%. Uit dit bruto financieel rendement dienen tevens de voorbereidingskosten gedekt te worden. De voorbereidingskosten worden niet meegenomen in het totale investeringsbedrag. Indien in afgelopen jaar de EIA- of groenregeling op een categorie generiek van toepassing was, dienen ECN en KEMA het voordeel mee te nemen in het conceptadvies. Bij de groenregeling wordt uitgegaan van een rentevoordeel van 1%.

4. Correctiebedragen en premiestructuur

4.1 Inleiding premiestructuur

De SDE-plusregeling is een regeling met een variabele feed-inpremie. Het is een exploitatievergoeding, waarbij de vergoeding in beginsel uitgekeerd wordt over alle hernieuwbare energie die wordt ingevoerd (vandaar 'feed in') op een net. De uit te keren premie is het verschil tussen een *basisbedrag* en een *correctiebedrag*. Iedere categorie kent eigen basis- en correctiebedragen. De basisbedragen staan vast gedurende de looptijd van de SDE-plusbeschikking. De correctiebedragen worden ieder jaar herberekend.

4.2 Berekeningswijze basisprijzen

De uit te keren feed-inpremie is gemaximeerd. De premie dekt in beginsel de gehele onrendabele top van een productie-installatie, tenzij de gas-, elektriciteits- of warmteprijs onder een bepaalde waarde zakt, onder de zogenoemde basisprijs. Deze waarde is in de SDE-plusregeling vastgelegd op $2/3^e$ van de verwachte correctiebedragen. Voor elektriciteitsopties wordt daarbij uitgegaan van een reële langetermijnelectriciteitsprijs van 6,2 €/kWh, voor gasopties van een reële gasprijs van 21 €/Nm³. De langetermijnprijs van warmte zal nog worden vastgesteld. Uitgangspunt is dat deze bepaald zal worden op basis van de aardgasprijs.

4.3 Basisprijspremie, transactiekosten

De SDE-plusregeling vergoedt het verschil tussen de productiekosten en de marktprijs van elektriciteit, gas of warmte, zoals in Hoofdstuk 3 is toegelicht. Daarbij wordt verondersteld dat de geleverde hernieuwbare energie ook op de markt wordt verhandeld. De transactiekosten om contracten over de energielevering af te sluiten worden meegenomen in de basisbedragen. Ook de kosten van het risico dat de correctiebedragen onder de basisprijzen dalen, zijn meegewogen in het basisbedragen. Hiertoe wordt een basisprijspremie berekend, die gezien kan worden als een verzekeringspremie tegen lage energieprijzen. De basisprijspremie verhoogt het basisbedrag.

4.4 Onbalans- en profielfactor

Voor enkele categorieën, zoals windenergie en zon-PV, worden de correctiebedragen gecorrigeerd met een onbalansfactor of een profielfactor. Deze factoren zijn geen onderdeel van dit advies.

4.5 Berekeningswijze correctiebedragen elektriciteit en groen gas

Voor de berekeningswijze van de correctiebedragen elektriciteit en groen gas is in het SDE-besluit vastgelegd dat deze gebaseerd worden op een marktindex. Voor elektriciteit is de marktindex de jaargemiddelde prijs op de APX *day ahead*-markt. Voor groen gas is de marktindex de gemiddelde *year ahead*-prijs voor TTF, ofwel de prijs voor TTF-gas op de termijnmarkt, gemiddeld over de 12 maanden voor het betreffende jaar.

4.6 Berekeningswijze correctiebedragen hernieuwbare warmte

De berekeningswijze van de correctiebedragen van hernieuwbare warmte is nog niet bekend. In een eerder onderzoek (Mozaffarian *et al.*, 2011) hebben ECN en KEMA geadviseerd deze te ba-

seren op de gasprijs. Het correctiebedrag stelt daarbij de prijs voor die de afnemer van de hernieuwbare warmte had moeten betalen indien hij geen hernieuwbare warmte maar een ketel op aardgas gebruikt had. Een voorbeeld: uitgaande van een aardgasprijs van 21 €/Nm³, een ketelrendement van 90% en een energiebelastingtarief van 1,25 €/Nm³, zou het correctiebedrag uitkomen op 7,8 €/GJ.

5. Prijzen

5.1 Fossiele brandstoffen

De basisbedragen zijn een maat voor de productiekosten van hernieuwbare-energieopties. De productiekosten zijn niet direct gerelateerd aan de prijzen van fossiele brandstoffen zoals kolen, gas en olie. Op basis van de elektriciteitsprijs of de gasprijs wordt jaarlijks een correctie toegepast waardoor de SDE-vergoeding, ofwel het subsidiebedrag, wordt bepaald. Er zijn drie uitzonderingen:

Elektriciteit

Groengasinstallaties gebruiken elektriciteit. Het leveringstarief wordt aangenomen op 14 €/kWh. Dit bedrag is gebaseerd op een langetermijnelectriciteitsprijs van 6,2 €/kWh, vermeerderd met energiebelasting, leverings- en transportdiensten.

Gas

Aardgas wordt gebruikt als indicatie voor de opbrengsten van warmtelevering bij bio-energie-installaties. Voor aardgas is het uitgangspunt de langetermijnprijs van 21 €/Nm³. Door de introductie van SDE-plusondersteuning voor hernieuwbare warmte heeft de aardgasprijs geen directe invloed op de hoogte van de geadviseerde basisbedragen.

CO₂

Installaties die hernieuwbare warmte produceren, kunnen deze leveren aan afnemers die onder het CO₂-emissiehandelssysteem ETS vallen. Daardoor zullen deze afnemers een kostenbesparing op CO₂-kunen realiseren. Indien dit voordeel zich generiek voordoet in een categorie, wordt deze kostenbesparing doorberekend aan de producent. Het impliceert dat in voorkomende gevallen het basisbedrag gecorrigeerd wordt voor de vermeden CO₂-uitgaven van de warmteafnemer. In de scenario's van de Referentieramingen 2010 (Daniëls & Kruitwagen, 2010) is gerekend met een prijsstijging van 14 €/ton CO₂ naar 21 €/ton CO₂ over de periode 2011-2025. Gezien deze bandbreedte en de onzekerheid van de CO₂-prijsontwikkeling ten gevolge van CO₂-emissiehandel is er in deze studie voor gekozen om te rekenen met een reële CO₂-prijs van 15 €/ton.

5.2 Biomassa

5.2.1 Vaste biomassa: afvalhout

De markt voor B-hout (afvalhout) is onderdeel van een internationale markt, waarbij Duitsland een belangrijke handelspartner is. In Duitsland is sprake van een ontspanning van de markt. Door de aantrekkende economie is het aanbod van B-hout ook vergroot. De exploitanten van Duitse installaties zien kansen om de inkoop tarieven te laten zakken. Transportkosten en energiekosten voor de houtleveranciers zijn echter gestegen. De spreiding in de prijzen is ten opzichte van vorig jaar onveranderd gebleven. Sinds het advies van vorig jaar zijn nog geen besluiten genomen over het realiseren van grote biomassaprojecten op B-hout in Nederland. Er is dus nog steeds ruimte in de B-houtmarkt voor één grootschalige installatie, zoals ECN en KEMA in voorgaande jaren ook hebben gerapporteerd.

De prijsverwachtingen zijn onveranderd gebleven ten opzichte van vorig jaar. Voor B-hout wordt een gemiddelde prijs aangenomen van € 25 per ton bij een stookwaarde van 14 GJ/ton. B-hout is de referentiebrandstof voor verbrandingsinstallaties van meer dan 10 MW_e. De initiatieven in de markt zijn gebaseerd op het deels of grotendeels toepassen van B-hout. Omdat afvalhout moeilijk meerjarig te contracteren valt, wordt een risico-opslag van 2 €/ton verdisconteerd.

5.2.2 Vaste biomassa: knip- en snoeihout

Bij knip- en snoeihout treedt in mindere mate internationale prijsvorming op. Het is een regionaal georiënteerde markt, waarbij in grensgebieden met Duitsland export plaats kan vinden. De prijs van gechipt hout uit de bosbouw ligt iets hoger dan de prijs voor knip- en snoeihout. Voor de berekening van de basisbedragen voor kleinschalige biomassa projecten blijft knip- en snoeihout de referentiebrandstof. ECN en KEMA zien geen aanleiding om in dit advies te twijfelen aan voldoende beschikbaarheid van knip- en snoeihout. De referentieprij is ten opzichte van vorig jaar niet veranderd. Gerekend wordt met een gemiddelde prijs van € 34 per ton bij een stookwaarde van 7 GJ/ton. Knip- en snoeihout is moeilijk meerjarig te contracteren, tenzij een samenwerking aangegaan wordt met bijvoorbeeld een gemeente die ook houtleverancier is. Omdat er sprake is van een regionale markt, is de onzekerheid voor langjarig contracteren minder groot dan bij B-hout. De risico-opslag is daardoor ook lager verondersteld op 1 €/ton.

5.2.3 Vloeibare biomassa

De prijs van plantaardige oliën laat nog steeds een oplopende tendens zien. De prijsbewegingen van deze oliën kunnen als leidend beschouwd worden voor de prijsbewegingen voor de referentiebrandstof van dierlijk vet. Voor 2012 wordt een gemiddelde prijs verwacht van 625 €/ton bij een stookwaarde van 39 GJ/ton. Door de correlatie tussen de prijzen van dierlijke vetten en plantaardige oliën en de goed ontwikkelde internationale markt voor plantaardige oliën kan het prijsrisico goed gemitigeerd worden.

5.2.4 Vergisting: biomassa voor allesvergisters

In de categorie van allesvergisting wordt een installatie beschouwd die reststromen gebruikt uit de voedings- en genotsmiddelenindustrie of uit de biobrandstofproductie. Als referentiebrandstof wordt uitgegaan van reststoffen uit de biobrandstofproductie, waar het prijsniveau bepaald wordt door veevoedermarkten. De referentieprij voor 2012 is gelijk verondersteld aan de prijs voor 2011 van 25 €/ton bij een biogasproductie van 3,4 GJ/ton.

5.2.5 Vergisting: biomassa voor mestcovergisters

Grondstoffen voor mestcovergisting - mest

De prijs voor drijfmest kent regionale verschillen en loopt van € 0 tot -5 per ton in mesttekortgebieden tot maximaal € -15 tot -20 per ton in mestoverschotgebieden. Als referentieprij wordt uitgegaan van € -15 per ton voor eigen bedrijf. Rekening houdend met transportkosten is de referentieprij voor externe aanvoer -10 €/ton.

Van de totale input blijft ca. 90% over als digestaat. Voor de afvoer van digestaat dient gemiddeld 15 €/ton betaald te worden.

Grondstoffen voor mestcovergisting - cosubstraat

Dit jaar is de zogeheten positieve lijst van coproducten uitgebreid met 8 nieuwe producten. Deze producten worden hoofdzakelijk toegepast in de veevoederindustrie, waardoor de uitbreiding van vergistbare coproducten niet een grote impact zal hebben op de prijs voor cosubstraat. Wel zal de uitbreiding de druk op de markt voor coproducten enigszins verlichten. Jaar op jaar treden fluctuaties op in de marktprijzen van maïs. De maïsprijs is gestegen ten opzichte van de prijs van vorig jaar, zie voor de illustratie van de schommeling van prijzen Figuur 5.1.



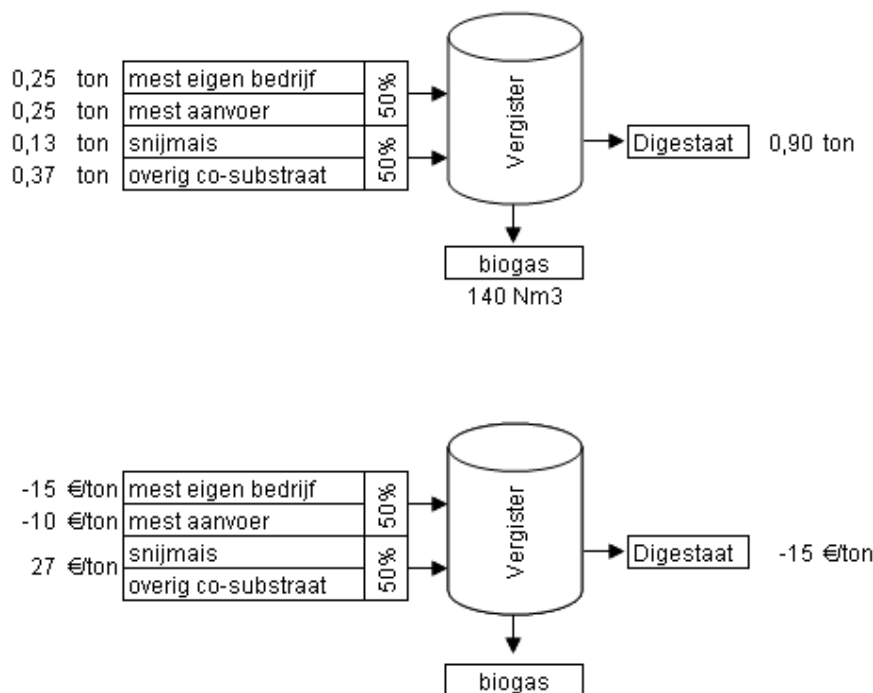
Figuur 5.1 *Geïndexeerde maïsprijzen 1996-2011 gebaseerd op cijfers van het LEI, index=1 voor het tweede kwartaal van 2010*

Om te voorkomen dat jaarlijkse schommelingen grote invloed krijgen op de berekende basisbedragen, is uit de marktconsultatie van 2010 naar voren gekomen dat een langjarig gemiddelde als uitgangspunt wenselijker is. Om te corrigeren voor schommelingen, is het gemiddelde van de afgelopen 5 jaar berekend op basis van handelsinformatie van het LEI (gecorrigeerd voor transport). De gemiddelde maïsprijs over de periode januari 2006 tot en met april 2010 is 33,5 €/ton. Voor het conceptadvies zijn evenwel de prijzen van het eindadvies 2010 overgenomen van 32 €/ton voor maïs. In het eindadvies zal de gemiddelde prijs worden aangepast voor de periode januari 2006 tot en met juni 2011.

Aangezien door de hoge maïsprijzen van de laatste jaren steeds meer overige agrarische reststoffen ingezet worden om de gemiddelde cosubstraatprijs te drukken en de gemiddelde gasopbrengst te verhogen, is het aandeel maïs gereduceerd tot minder dan 30% van het cosubstraat. De overige 70% wordt opgevuld door energiemixen, gewasresten en glycerine.

In het eerste half jaar van 2011 waren de glycerineprijzen zeer hoog, waardoor het voor vergisters moeilijk kan zijn om in vollast gasproductie te draaien. In de berekening van de basisbedragen wordt geen rekening gehouden met prijschommelingen op de korte termijn. Mocht blijken dat de prijsstijging structureel is, dan zal dit in de berekening van de basisbedragen mee worden genomen.

Figuur 5.2 geeft een schematische weergave van de aangenomen grondstofstromen in de covergister.



Figuur 5.2 *Stromen en prijzen voor vergistingsinputs en -outputs*

Cosubstraten worden steeds energierijker doordat het percentage energiemixen en glycerine stijgt ten koste van het percentage mais in het cosubstraat. De verwachting voor de gemiddelde referentieprijzen voor cosubstraat in 2012 is een prijs van 39 €/ton, waarbij de netto gasopbrengst 5,3 GJ/ton bedraagt. De gasopbrengst van de totale input, mest en cosubstraat, bedraagt 3 GJ/ton. In de cashflowberekening van de basisbedragen worden alle kostenposten (in alle categorieën) met 2 % geïndexeerd, dit geldt dus ook voor de grondstofkosten. Zie Tabel 5.1 voor een overzicht van de gehanteerde prijzen voor de referentiebrandstoffen.

Tabel 5.1 *Prijspredicties biomassa*

	Energie-inhoud [GJ/ton]	Prijswaarde [€/ton]	Referentieprijzen Conceptadvies 2012		Referentieprijzen Eindadvies 2011	
			[€/GJ]	[€/ton]	[€/GJ]	[€/ton]
Vloeibare biomassa						
Dierlijk vet	39	575-675	16,0	625	13,3	520
Vaste biomassa						
Knip- en snoeihout	7	30-40	4,9	34	4,9	34
Afvalhout	14	20-30	1,8	25	1,8	25
Vergisting						
Allesvergistinginput	3,4	-	7,4	25	7,4	25
<i>Aanvoer dierlijke mest</i>	0,63	-20 tot 0	-16	-10	-16	-10
<i>Afvoer dierlijke mest</i>	0,63	-30 tot -5	-24	-15	-24	-15
<i>Cosubstraat</i>	5,3	5 tot 50	7,4	39	7,4	39
Covergistinginput	3,0	14-32	9,0	27	9,0	27

6. Technisch-economische parameters

6.1 Vergisting van biomassa

6.1.1 Hubs

Inleiding

Ruw biogas dat geproduceerd is bij verschillende vergistinginstallaties kan via een lagedrukleiding naar een centraal punt worden getransporteerd. Op de zogeheten hubs wordt het biogas ingezet voor de productie van elektriciteit en/of warmte. Het kan ook gezuiverd worden tot groen gas.

Een productiesysteem voor ruw biogas bestaat uit de volgende onderdelen:

- Vergister.
- Beperkte gasreiniging: deze stap bestaat met name uit een diepere zwavelwaterstofverwijdering dan bij direct gebruik ter plaatse van het biogas in een WKK en uit ammoniakverwijdering.
- Warmte voor de vergister: een deel van het biogas wordt ingezet in een ketel om de vereiste warmte te leveren aan de vergister; deze heeft elektriciteit van het net nodig.
- Gasdroging: het biogas dient voor het transport door ruw biogasleidingen goed ontwaterd te worden.
- Transport naar een externe toepassing: het biogas (CH₄ en CO₂) wordt geleverd aan een andere installatie, waar het wordt ingezet ter vervanging van aardgas.

Referentiesystemen productie ruw biogas

De belangrijkste aannames bij de bepaling van de technisch-economische parameters voor de productie van ruw biogas zijn:

- De kosten voor CO₂-afscheiding worden niet in rekening gebracht.
- De kosten voor verwijdering van zwavelwaterstof of ammoniak, voor zover vergelijkbaar bij direct gebruik ter plaatse van het biogas in een WKK, zijn verdisconteerd in de kosten voor de vergister. Daarnaast is rekening gehouden met extra kosten voor additionele gasreiniging, gas-droging, extra investering voor een betere gasmeting dan bij WKK-toepassingen en een compressor om ruw biogas op de juiste leidingdruk te brengen. Bij stortgas wordt bovendien beperkte extra gasreiniging voorzien.
- Verbranding in een ketel van een deel van het ruwe biogas levert de warmte voor de vergister.
- De elektriciteit voor de installatie wordt afgenomen van het net.

De technisch-economische parameters voor de referentiesystemen ruwbiogas-productie zijn voor stortgas gepresenteerd in Tabel 6.4 tot en met Tabel 6.7, voor RWZI/AWZI in Tabel 6.8, voor mestcovergisting in Tabel 6.9 tot en met Tabel 6.12 en voor allesvergisting in Tabel 6.13 tot en met Tabel 6.16. De kosten voor de groengasproductie hebben betrekking op de extra kosten voor additionele gasreiniging, gasdroging, extra investering voor een betere gasmeting dan bij WKK-toepassingen en een compressor om ruw biogas op de juiste leidingdruk te brengen.

Biogasleiding

Om het ruwe biogas van de vergisters naar de centrale hub te leiden, is een biogasleiding nodig. De kosten van een biogasleiding met de geraamde diameter van 110 mm bedragen ca. 60.000 €/km. Er wordt uitgegaan van een pijpleiding met een lengte van 10 km.

Beschrijving referentie-WKK-hub

De technisch-economische parameters voor de referentie WKK-hub, inclusief biogasleiding zijn weergegeven in Tabel 6.1.

Tabel 6.1 *Technisch-economische parameters WKK-hub*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	11	-
Elektrisch vermogen	[MW _e]	4,5	-
Thermisch vermogen (levering)	[MW _{th}]	6,5	-
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	-
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	-
Maximaal elektrisch rendement	[%]	41	-
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		0	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	255	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	45	-
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	0	-
Brandstofprijs	[€/ton]	0	-
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	0	-

Beschrijving referentie-warmtehub

De technisch-economische parameters voor de referentie-warmtehub, inclusief biogasleiding zijn weergegeven in Tabel 6.2.

Tabel 6.2 *Technisch-economische parameters warmtehub*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	11	-
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	95	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	1,5	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	0	-
Brandstofprijs	[€/ton]	0	-
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	0	-

Beschrijving referentie-groengashub

Het referentiesysteem voor een groengashub heeft een ruwbiogasinput van 2200 Nm³/h (of 1250 Nm³/h aan groen gas). Als gaszuiveringstechniek is gekozen voor gaswassing met chemicaliën. De warmte die nodig is voor deze techniek wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te stoken. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

Er wordt uitgegaan van de invoeding van het geproduceerde groen gas op het landelijke hogedruknet van 40 bar. Aangezien de gekozen referentie-zuiveringstechniek (gaswassing met chemicaliën) onder atmosferische druk werkt, dient het geproduceerde groen gas tot 40 bar gecomprimeerd te worden.

De technisch-economische parameters voor de referentie groengashub, inclusief biogasleiding en groengascompressie tot 40 bar, zijn weergegeven in Tabel 6.3.

Tabel 6.3 *Technisch-economische parameters groengashub*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Referentiegrootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	2200	-
Vollasturen	[h/a]	8000	-
Interne warmtevraag	[% biogas]	10	-
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0,23	-
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,14	-
<i>Vergistingsdeel</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	0	-
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	0	-
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	0	-
Grondstofkosten	[€/ton]	0	-
Grondstofprijopslag	[€/ton]	0	-
<i>Gasopwaardering</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	1800	-
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	150	-
Rendement gaszuivering	[% methaan]	99,9	-

Ook invoeden in een middendruknet van een regionaal distributienet met een druk van maximaal 8 bar is mogelijk. Ook hiervoor dient er een extra compressor geplaatst te worden.

In tegenstelling tot gaswassing met chemicaliën werkt een cryogene zuiveringstechniek bij drukken van circa 8 bar, waardoor het gas direct op het regionale middendruknet ingevoerd kan worden. Bovendien heeft deze techniek ook als potentieel voordeel dat een vaste of vloeibare stroom aan zuiver CO₂ vrijkomt, die wellicht commercieel verhandelbaar is. Nadeel is echter dat deze technologie vrij nieuw is; er zijn nog geen bestaande installaties met gasnetinvoeding die zich al enkele jaren bewezen hebben. Hoewel er al wel ervaring is bij enkele zelfstandige installaties, is cryogene zuiveringstechniek niet beschouwd als referentietechniek.

6.1.2 Stortgas

Beschrijving referentie-installatie voor productie van ruw biogas en groen gas

Het referentiesysteem voor deze categorie heeft een ruwbiogasproductie van 150 Nm³/h (of 80 Nm³/h groen gas). Dat is vergelijkbaar met een WKK-vermogen van 300 kW_e, daarmee is de referentie consistent met de referentie voor hernieuwbare elektriciteit en warmte voor deze categorieën.

Op basis van kostenindicaties en technische overwegingen (zie Van Tilburg *et al.*, 2008a) is 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 afgenomen van het net. In Tabel 6.4 en Tabel 6.5 staan de technisch-economische parameters van stortgas voor respectievelijk ruw biogas en groen gasproductie.

Tabel 6.4 *Technisch-economische parameters stortgas (ruw biogas)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Referentie grootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	150	150
Vollasturen	[h/a]	6500	6500
Interne warmtevraag	[% biogas]	0	0
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0,05	0,05
Elektriciteitstarief	[€/kWh]	0,14	0,14
<i>Vergistingsdeel</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	0	0
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	0	0
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	0	0
Grondstofkosten	[€/ton]	0	0
Grondstofprijsoverlag	[€/ton]	0	0
<i>Gasopwaardering</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	1400	1400
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	140	140
Rendement gaszuivering	[% methaan]	-	-

Tabel 6.5 *Technisch-economische parameters stortgas (groen gas)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Referentie grootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	150	150
Vollasturen	[h/a]	6500	6500
Interne warmtevraag	[% biogas]	0	0
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0,15	0,15
Elektriciteitstarief	[€/kWh]	0,14	0,14
<i>Vergistingsdeel</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	0	0
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	0	0
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	0	0
Grondstofkosten	[€/ton]	0	0
Grondstofprijsoverlag	[€/ton]	0	0
<i>Gasopwaardering</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	5350	5350
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	360	360
Rendement gaszuivering	[% methaan]	80	80

Beschrijving referentie-installatie voor hernieuwbare warmte en WKK

Nieuwe installaties bij stortplaatsen worden niet ontwikkeld. De referentie-installatie voor de categorie stortgas is een vervanging van een bestaande installatie. Het gaat daarbij om vervangingsinvesteringen bij teruglopende biogasproductie. De technisch-economische parameters van de referentie stortgas voor hernieuwbare warmte en WKK zijn respectievelijk weergegeven in Tabel 6.6 en Tabel 6.7.

Tabel 6.6 *Technisch-economische parameters stortgas (hernieuwbare warmte)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	0,860	-
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	85	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	5	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	0	-
Brandstofprijs	[€/ton]	0	-
Brandstofprijsoverlag	[€/ton]	0	-

Tabel 6.7 *Technisch-economische parameters stortgas (WKK)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	0,860	-
Elektrisch vermogen	[MW _e]	0,300	0,300
Thermisch vermogen (levering)	[MW _{th}]	0,450	-
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	6500	6500
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	1000	1000
Maximaal elektrisch rendement	[%]	35,0	35,0
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	835	835
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	85	85
Variabele O&M-kosten (electriciteit)	[€/kWh _e]	0	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	-	-
Brandstofprijs	[€/ton]	-	-
Brandstofprijsoverlag	[€/ton]	-	-

6.1.3 AWZI/RWZI

Vergroting van de slibvergistingcapaciteit in bestaande RWZI's door een voorgeschakelde thermische-drukhydrolyse

Voor waterzuiveringsinstallaties is de referentie sterk veranderd ten opzichte van de adviezen voor voorgaande jaren. In voorgaande jaren is uitgegaan van het afvangen van biogas dat vrijkomt bij bestaande zuiveringsinstallaties. De laatste jaren hebben zulke installaties geen aanvragen ingediend voor de SDE-regeling, een teken dat het potentieel van deze installaties grotendeels is benut. Er zijn echter mogelijkheden om meer biogas te produceren bij waterzuiveringsinstallaties. Het advies voor 2012 heeft betrekking op de uitbreiding van een bestaande zuiveringsinstallatie met een thermische-drukhydrolyse. Aangenomen wordt dat de bestaande zuiveringsinstallatie reeds van een WKK-gasmotor is voorzien.

In RWZI's wordt zuiveringsslib vergist, waarbij in de meeste gevallen de gasopbrengst wordt gebruikt om met een WKK-gasmotor elektriciteit op te wekken. Hiermee wordt voor een deel het eigen energieverbruik van de RWZI gedekt. Een nieuwe ontwikkeling bij rioolwaterzuiveringsinstallaties is het uitbreiden van deze vergistingsinstallaties met een ontwaterstap en een thermische drukhydrolyse stap. De voordelen van deze stappen zijn een betere ontsluiting van het slib waardoor een hogere gasopbrengst per ton slib wordt bereikt. Door de voorgeschakelde ontwatering neemt ook de slibverwerkingscapaciteit van de bestaande installatie toe, waardoor per saldo een hogere gasopbrengst van de bestaande installatie wordt gerealiseerd. Een bijkomend voordeel is dat het slibdigestaat, dat ontstaat bij het vergisten van slib dat is voorbehandeld met een thermische-drukhydrolyse, beter ontwaterd kan worden, wat leidt tot lagere transportkosten.

In de referentie-installatie van de uitbreiding van de voorbewerking van een RWZI zijn alleen de investeringskosten in de thermische-drukhydrolysestap opgenomen. De kosten voor de ontwatering en modificaties aan de bestaande vergistingstank worden rendabel verondersteld gezien de lagere transportkosten van de afvoer van het slib.

De extra gasopbrengst die ontstaat bij het voorschakelen van een thermische-drukhydrolysestap kan op verschillende manieren worden toegepast:

- Electriciteitsproductie (meer opwekking voor eigen verbruik, waarbij de warmte van de WKK kan worden ingezet worden voor thermische-drukhydrolyse).
- Opwerking van biogas tot groengaskwaliteit.
- Ruwbiogaslevering voor externe warmtedoeleinden.

De hydrolyse kent een eigen warmtevraag. Aan deze warmtevraag kan voldaan worden door de WKK op basis van de gehele gasopbrengst van de vergister [ca. 360 Nm³/uur ruw biogas). Bij ruwbiogaslevering en of groengaslevering moet meer dan de meeropbrengst van de hydrolyse aan gas ingezet worden voor het verwarmen van de hydrolyse. Eigenlijk kan alleen een WKK-optie hier nuttig voor zijn, waarbij een WKK van ca. 750 kW_e de benodigde 450 kW_{th} kan leveren.

De technisch-economische parameters voor ruwbiogasproductie uit Tabel 6.8 leiden tot een basisbedrag voor ruw biogas van meer dan 104 €/Nm³. Productie van groen gas, hernieuwbare elektriciteit of hernieuwbare warmte uit dit ruwe biogas zal nog hogere kosten kennen dan deze 104 €/Nm³. Daarmee bedragen alle basisbedragen in deze categorie, voor ruw biogas, groen gas, elektriciteit en warmte, meer dan de 15 €/kWh (equivalent) die voor de vrije categorie in de laatste fase van de SDE-plusregeling geldt.

Tabel 6.8 *Technisch-economische parameters AWZI/RWZI (ruw biogas)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Referentiegrootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	89	-
Vollasturen	[h/a]	8000	-
Interne warmtevraag	[% biogas]	0	-
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0	-
Elektriciteitstarief	[€/kWh]	0,14	-
<i>Vergistingsdeel</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	29500	-
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	1400	-
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	0	-
Grondstofkosten	[€/ton]	0	-
Grondstofprijsoverlag	[€/ton]	0	-
<i>Gasopwaardering</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	0	-
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	0	-
Rendement gaszuivering	[% methaan]	-	-

6.1.4 Mestcovergisting

Beschrijving referentie-installatie voor productie van ruw biogas en groen gas

Op basis van de schaalgrootte van nieuwe initiatieven is een productiecapaciteit van nieuwe installaties geraamd van 505 Nm³/h ruw biogas (of 280 Nm³/h groen gas). De grootte van de vergister van een installatie met deze omvang is vergelijkbaar met die van een vergister van een bio-WKK van 1,1 MW_e. Schaafeffecten lijken voor vergisters beperkt te zijn. De maximale grootte van een vergistingstank wordt beperkt doordat het materiaal gehomogeniseerd moet kunnen worden; ook de diameter van het dak van een vergister is aan een maximum gebonden. Op grote schaal worden dan ook vaak enkele tanks naast elkaar geplaatst.

Als referentie-gaszuiveringstechniek is 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 afgenomen van het net. Bij de gasscheiding en het op specificatie brengen zijn schaalvoordelen te verwachten ten opzichte van de huidige referentieschalen voor groengasproductie.

Aanvullende opmerkingen

Er wordt aangenomen dat de invoeding van het geproduceerde groen gas op het lokale net mogelijk is. Zie Tabel 6.9 en Tabel 6.10 voor het overzicht van technisch-economische parameters voor de productie van ruw biogas respectievelijk groen gas.

Tabel 6.9 *Technisch-economische parameters mestcovergisting (ruw biogas)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Referentiegrootte	[Nm ³ biogas/h]	505	505
Vollasturen	[h/a]	8000	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	5	5
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ biogas]	0,12	0,12
Elektriciteitstarief	[€/kWh]	0,14	0,14
<i>Vergistingsdeel</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ biogas/h]	4500	4500
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ biogas/h]	280	280
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3,0	3,0
Grondstofkosten	[€/ton]	27	27
Grondstofprijopslag	[€/ton]	0,5	0,5
<i>Gasopwaardering</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ biogas/h]	350	350
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ biogas/h]	35	35
Rendement gaszuivering	[% methaan]	-	-

Tabel 6.10 *Technisch-economische parameters mestcovergisting (groen gas)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Referentiegrootte	[Nm ³ biogas/h]	505	505
Vollasturen	[h/a]	8000	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	10	10
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ biogas]	0,25	0,25
Elektriciteitstarief	[€/kWh]	0,14	0,14
<i>Vergistingsdeel</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ biogas/h]	4500	4500
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ biogas/h]	280	280
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3,0	3,0
Grondstofkosten	[€/ton]	27	27
Grondstofprijopslag	[€/ton]	0,5	0,5
<i>Gasopwaardering</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ biogas/h]	3020	3020
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ biogas/h]	300	300
Rendement gaszuivering	[% methaan]	99,9	99,9

Beschrijving referentie-installatie voor hernieuwbare warmte en WKK

Mestcovergistingsinstallaties blijken steeds groter te worden, waarbij veel nieuwe initiatieven tussen de 1 en 1,5 MW liggen met een trend waarneembaar naar grote projecten (>1,5 MW), waarbij mest niet alleen van het eigen bedrijf afkomstig is. Door de jaren heen is de samenstelling van het cosubstraat veranderd, waardoor de gasopbrengst per ton cosubstraat substantieel gestegen is naar ruim boven de 100 Nm³/ton. Voor de referentie-installatie is een schaal aangenomen van 1,1 MW_e. Een installatie met deze schaalgrootte blijft ruim onder de MER-grens en kan worden voorzien met mest van twee grote bedrijven. Rekening houdend met extra opstartkosten in het eerste jaar wordt uitgegaan van investeringskosten van 1150 €/kW_{th}. Voor algemene onderhoudskosten geldt ook een (beperkt) schaaffect.

Bij de hernieuwbare-warmteoptie is uitgegaan van investeringskosten van 747 €/kW voor ruw biogas. Hierbij zijn de kosten voor een additionele ketel toegevoegd van € 190 duizend (63 €/kW). Dit leidt tot een totale investering 810 €/kW. De ketel levert warmte/stoom van ca. 120°C. Er zijn geen kosten meegenomen voor een gasleiding of een warmtenet.

Aanvullende opmerkingen

In de berekeningsmethodiek wordt uitgegaan van de totale energie-inhoud van de inputstromen. De energie-inhoud van het gas wordt berekend met een rendement van de vergister van 67%.

Het totale rendement van de installatie wordt bepaald door het rendement van de vergister, het brutorendement van de gasmotor en het eigen verbruik van de installatie. Het gasmotorrendement is gecorrigeerd voor de NO_x-emissie-eisen uit BEMS. Voor de SDE-basisbedragen wordt gerekend met een elektrisch rendement bij de omzetting van het biogas naar netto elektriciteitslevering van 37%. De grondstofkosten voor mestcovergisting zijn volatiel door de afhankelijkheid van zowel mestprijzen als cosubstraatkosten. Hoewel het niet mogelijk is om langetermijncontracten af te sluiten om al deze prijsrisico's af te dekken, bestaat enige flexibiliteit in de substraatmix. De grondstoffen worden van een regionale markt afgenomen, waardoor de prijsopslag beperkt is tot € 1 per ton cosubstraat.

In Tabel 6.11 en Tabel 6.12 staan de technisch-economische parameters van mestcovergisting voor respectievelijk hernieuwbare warmte en WKK.

Tabel 6.11 *Technisch-economische parameters mestcovergisting (hernieuwbare warmte)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	3,0	-
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	810	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	45	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	3,0	-
Brandstofprijs	[€/ton]	27	-
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	0,5	-

Tabel 6.12 *Technisch-economische parameters mestcovergisting (WKK)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	3,0	-
Elektrisch vermogen	[MW _e]	1,1	1,1
Thermisch vermogen (levering)	[MW _{th}]	1,55	-
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	8000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	1000
Maximaal elektrisch rendement	[%]	37,0	37,0
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	1150	1150
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	85	85
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	3,0	3,0
Brandstofprijs	[€/ton]	27	27
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	0,5	0,5

6.1.5 Allesvergisting

Beschrijving referentie-installatie voor productie van ruw biogas en groen gas

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een vergister met diverse reststromen uit de voedings- en genotmiddelensector met een productiecapaciteit aan ruw biogas van 950 Nm³/h. Ook GFT-afval kan ingezet worden. De grootte van dergelijke installatie is vergelijkbaar met een bio-WKK van 2 MW_e. Het geproduceerde biogas wordt opgewerkt tot groen gas door middel van gaswassingstechnologie. Er wordt gerekend met een grondstofprijs van 25 €/ton. De energie-inhoud van het biogas is 3,4 GJ/ton substraat. Zie Tabel 6.13 en Tabel 6.14 voor de technisch-economische parameters van productie van ruw biogas respectievelijk groen gas bij allesvergisters.

Tabel 6.13 *Technisch-economische parameters allesvergisting (ruw biogas)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Referentiegrootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	950	950
Vollasturen	[h/a]	8000	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	5	5
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0,12	0,12
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,14	0,14
<i>Vergistingsdeel</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	0	0
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	0	0
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3,4	3,7
Grondstofkosten	[€/ton]	25	25
Grondstofprijsoslag	[€/ton]	0	0
<i>Gasopwaardering</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	275	275
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	25	25
Rendement gaszuivering	[% methaan]	99,9	99,9

Tabel 6.14 *Technisch-economische parameters allesvergisting (groen gas)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Referentiegrootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	950	950
Vollasturen	[h/a]	8000	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	10	10
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0,25	0,25
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,14	0,14
<i>Vergistingsdeel</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	3900	3900
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	220	220
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3,4	3,7
Grondstofkosten	[€/ton]	25	25
Grondstofprijsoslag	[€/ton]	0	0
<i>Gasopwaardering</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	2400	2400
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	200	200
Rendement gaszuivering	[% methaan]	99,9	99,9

Beschrijving referentie-installatie voor hernieuwbare warmte en WKK

Bij deze vergistingoptie wordt een bestaande installatie uitgebreid met een warmteproductie of een elektriciteitsproductie-installatie op een geïntegreerde manier. De grondstof komt hoofdzakelijk uit de bestaande installatie en de energie van het geproduceerde biogas wordt goeddeels teruggeleverd aan dezelfde installatie in de vorm van elektriciteit, biogas, warmte of een combinatie daarvan. Een typische spreiding in de installatiegrootte is 2 tot 7 MW_e, met een referentievermogen van 3 MW_e. De prijzen voor grondstof worden in eerste instantie bepaald door de veevoedermarkten, waar vrijwel alle grondstoffen een alternatief gebruik hebben. Voor de grondstof is een prijs geraamd van 25 €/ton. De kosten voor het afvoeren van digestaat zijn verrekend met de grondstofkosten. De energie-inhoud van het biogas bedraagt 3,4 GJ/ton substraat.

In Tabel 6.15 en Tabel 6.16 staan de technisch-economische parameters van mestcovergisting voor respectievelijk hernieuwbare warmte en WKK.

Tabel 6.15 *Technisch-economische parameters allesvergisting (hernieuwbare warmte)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	8,1	-
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	725	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	40	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	3,4	-
Brandstofprijs	[€/ton]	25	-
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	0	-

Tabel 6.16 *Technisch-economische parameters allesvergisting (WKK)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	8,1	-
Elektrisch vermogen	[MW _e]	3,0	3,0
Thermisch vermogen (levering)	[MW _{th}]	5,0	-
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	8000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	2000
Maximaal elektrisch rendement	[%]	37	37
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	1185	1185
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	78	78
Variabele O&M-kosten (electriciteit)	[€/kWh _e]	0	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	3,4	3,4
Brandstofprijs	[€/ton]	25	25
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	0	0

6.2 Thermische conversie < 10 MW_e

Veel initiatieven tot 10 MW_e worden ontwikkeld voor lokaal beschikbare biomassastromen. Decentrale overheden spelen vaak een initiërende of faciliterende rol. Installaties tot 10 MW_e dienen te voldoen aan BEMS, waardoor extra maatregelen genomen dienen te worden om de uitstoot van stikstofoxiden te verminderen, bijvoorbeeld met behulp van een DeNOx. De meerinvestering voor een DeNOx is geraamd op 45 €/kW_e voor kleinschalige installaties. Verbruik van een reductiemiddel zoals ureum levert een verhoging van O&M-kosten op die geraamd is op 0,006 €/kWh.

Tabel 6.17 *Technisch-economische parameters thermische conversie van biomassa < 10 MW_e*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	8	-
Elektrisch vermogen	[MW _e]	2	2
Thermisch vermogen (levering)	[MW _{th}]	5	-
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	8000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	1000
Maximaal elektrisch rendement	[%]	24	24
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		0,25	0,25
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	1020	1020
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	80	80
Variabele O&M-kosten (electriciteit)	[€/kWh _e]	0,006	0,006
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	7	7
Brandstofprijs	[€/ton]	34	34
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	1	1

6.3 Thermische conversie van biomassa (>10 MW_e)

Bioenergiecentrale (BEC-WKK)

De referentie is een houtgestookte installatie van 25 MW_e, zoals deze ook in het advies voor de basisbedragen 2011 is opgenomen. Voor zulke relatief grote installaties is een aftapcondensatieturbine mogelijk. De ketel heeft een thermisch vermogen van ca. 80 MW_{th} en kan via een lage-drukstoomaftap warmte op een temperatuur van 100-120°C leveren aan een stadsverwarmingsnet. Uitgangspunt is dat maximaal 50 MW_{th} uitgekoppeld kan worden.

Bij warmtelevering wordt minder electriciteit geproduceerd: dit wordt verrekend met een factor van 0,25 MW_e bij levering van 1 MW_{th} warmte. Door de installatie te koppelen, bijvoorbeeld aan een groot bestaand stadverwarmingsnet, kan de warmte van de BEC-WKK maximaal ingezet worden. Het aantal vollasturen warmtelevering is dan ook hoog met 7500 uur. De locatie van een dergelijke installatie zal een industrieel gebied zijn, bij voorkeur in de directe nabijheid van de bestaande conventionele warmtekrachtinstallaties en goede aanvoerroutes voor biomassa.

De kosten voor de distributie van warmte zijn geen onderdeel van de berekening van de onrendabele top van de referentie-installatie. Ten opzichte van de referentie uit voorgaande jaren waarin nagenoeg enkel electriciteit werd geproduceerd, zijn additionele kosten opgenomen om de warmte uit te koppelen. Wel zijn de baten vanuit het ETS-systeem opgenomen in de O&M-kosten, aangezien de installatie groter is dan 20 MW_{th}. De baten zijn gebaseerd op een gasketel van een rendement van 90% en een CO₂-emissiefactor van 56,6 kg/GJ bij een CO₂-prijs van 15 €/ton, resulterend in 0,9 €/GJ.

De technisch-economische data horend bij deze referentie-installatie zijn samengevat in Tabel 6.18.

Tabel 6.18 *Technisch-economische parameters thermische conversie van biomassa > 10 MW_e*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	83	-
Elektrisch vermogen	[MW _e]	25	25
Thermisch vermogen (levering)	[MW _{th}]	50	50
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	8000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7500	1000
Maximaal elektrisch rendement	[%]	30	30
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		0,25	0,25
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	1075	1030
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	73	72
Variabele O&M-kosten (electriciteit)	[€/kWh _e]	0	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-0,9	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	14	14
Brandstofprijs	[€/ton]	25	25
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	2	2

6.4 Kleinschalige afvalverbranding

In de komende jaren zal er geen sprake meer zijn van nieuwbouw van grootschalige AVI's, gezien het convenant dat het ministerie van I&M (voormalig VROM) en de Vereniging Afvalbedrijven hebben gesloten. In dat convenant is overeengekomen dat tot 1 januari 2020 geen nieuwe grootschalige verbrandingscapaciteit zal worden bijgebouwd.

De ontwikkeling van kleinschalige AVI's is daarentegen een nieuwe trend. Deze installaties zijn gebaseerd op vergassingstechniek en hebben een capaciteit van 25.000 tot 30.000 ton/jaar: dit komt overeen met een thermische capaciteit van 12 MW_{th}. Door de kleinere schaalgrootte kunnen de installaties gerealiseerd worden op industriële locaties waar warmtebehoefte aanwezig is. Warmtekrachtkoppeling vindt plaats met een aftapcondensatieturbine met een bruto elektrisch vermogen van ca. 2,6 MW_e en een eigen verbruik van 300 kW_e. De warmte wordt geleverd in de vorm van middendrukstoom. Typisch bedraagt de warmtelevering 3 MW_{th} bij 7000 vollasturen.

De warmtelevering vindt plaats middels een aftap op een stoomturbine. Bij levering van warmte wordt minder elektriciteit geproduceerd. Met een elektriciteitsdervingsfactor van 0,2 MW_e/MW_{th} wordt gecorrigeerd voor de lagere elektriciteitsproductie. Deze waarde ligt lager dan bij warmtelevering aan stadsverwarming, omdat het rendement van een kleinschalige turbine beduidend lager ligt dan een grootschalige turbine van 25 MW_e zoals in de referentie van de BEC-WKK met levering aan stadsverwarming is opgenomen.

Zoals ook bij grootschalige AVI's, wordt alleen het zogenaamde energiebedrijf van de AVI beschouwd, niet het afvalbedrijf (Van Sambeek *et al.*, 2004). Het energiebedrijf omvat alle kosten die gemaakt moeten worden om energiebenutting bij AVI's mogelijk te maken. De kleinschalige AVI's zullen mogelijk een ander brandstofpakket hebben dan de grootschalige AVI's die verwerkingscontracten voor huishoudelijk afval hebben. De calorische waarde van de brandstofinput ligt hoger, op ca. 16 MJ/ton. Mogelijk wijkt het aandeel biogeen in de brandstof af van het jaarlijks vastgestelde percentage biogeen afval voor grootschalige AVI's. Vooralsnog worden de basisbedragen berekend met het voor 2011 vastgestelde biogene aandeel voor AVI's van 51%.

De initiatiefnemers van kleinschalige AVI's zijn niet de exploitanten van grootschalige AVI's. Daarom zijn de voor de grootschalige AVI's aangepaste financieringsparameters voor deze initiatieven niet relevant en worden de financiële uitgangspunten van bio-energieprojecten toegepast, zie verder Tabel 6.19 voor de technisch-economische parameters.

Tabel 6.19 *Technisch-economische parameters kleinschalige afvalverbranding*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	12	-
Elektrisch vermogen	[MW _e]	2,3	-
Thermisch vermogen (levering)	[MW _{th}]	3,0	-
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	-
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	-
Maximaal elektrisch rendement	[%]	19,2	-
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		0,20	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	395	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	19	-
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	16	-
Brandstofprijs	[€/ton]	0	-
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	0	-

6.5 Ketel met vaste biomassa

Heetwaterketel met vaste biomassa als brandstof

De referentie-installatie voor deze categorie is een heetwaterketel met een verbrandingsrooster waar knip- en snoeihout ingezet worden als brandstof. De referentie-installatie heeft een warmteleveringscapaciteit van 10 MW_{th}, waarbij is uitgegaan van plaatsing van de ketel bij een bestaand ketelhuis in de industrie of bij een stadswarmtecentrale. Geen kosten zijn meegenomen

voor het distributiesysteem van een warmtenet. In de vaste O&M-kosten en in de investering is rekening gehouden met een kostenpost voor rookgasreiniging inclusief een DeNOx. De toepassing van de warmte is deels industrieel en deels voor ruimteverwarming. Het aantal vollasturen wordt geraamd op 4000 uur, zie ook Tabel 6.20.

Tabel 6.20 *Technisch-economische parameters warmwater-bioketel op vaste biomassa*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	10	-
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	335	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	62	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	7,0	-
Brandstofprijis	[€/ton]	34	-
Brandstofprijisopslag	[€/ton]	1	-

Stoomketel met vaste biomassa als brandstof

Stoomketels op biomassa kunnen in de industrie toegepast worden voor de levering van middendruk of hogedruk-processtoom. De stoomketel is gebaseerd op de referentie-installatie van de heetwaterketel. Voor de stoomketel is daarbij tevens rekening gehouden met een investeringsopslag voor drukdelen van 10% ten opzichte van de investering in een heetwaterketel. Aangezien stoomketels in de industrie vaak veel vollasturen draaien, is het aantal vollasturen hoger dan die van de heetwaterketel, namelijk 7000 uur, zie Tabel 6.21.

Tabel 6.21 *Technisch-economische parameters stoom-bioketel op vaste biomassa*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	10	-
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	350	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	63	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	7,0	-
Brandstofprijis	[€/ton]	34	-
Brandstofprijisopslag	[€/ton]	1	-

6.6 Bestaande installaties

6.6.1 Warmtebenutting bij bestaande projecten

Uitbreiding van warmtelevering bij AVI's

Door warmtelevering neemt het rendement van een AVI toe. Het rendement van een AVI is tegenwoordig een criterium of een AVI voldoet aan de Europese eisen voor nuttige toepassing, de zogeheten R1-status. Het hebben van een R1-status is van belang bij aanbestedingen van afval, waar onder andere beoordeeld wordt op energetisch rendement. Het is tevens een harde voorwaarde voor import van brandbaar afval.

Het verhogen van het rendement van AVI's door warmtelevering is een trend van de laatste jaren. Diverse AVI's hebben al warmte- of stoomlevering gerealiseerd of hebben verregaande plannen om deze projecten te realiseren. In de SDE-regeling werd het verhogen van het rendement gestimuleerd door de AVI-staffel. Bestaande SDE-beschikkingen zijn daarbij nog gebaseerd op de AVI-staffel. Daarom heeft dit advies heeft betrekking op bestaande AVI's zonder SDE-beschikking.

In de nieuwe categorie, uitbreiding warmtelevering, wordt het uitkoppelen van extra warmte gestimuleerd. Voor extra warmtelevering vanuit AVI's zijn extra uitkoppelingskosten benodigd voor het uitkoppelen van warmte, zoals warmtewisselaars. Kosten voor de distributie van warmte of stoom zijn geen onderdeel van de berekening van de onrendabele top van de referentie-installatie. Als referentiegrootte is een uitkoppeling van 20 MW_{th} aangehouden, met 4000 vollasturen warmtelevering per jaar. Bij warmtelevering wordt minder electriciteit geproduceerd. Dit wordt verrekend met een factor van 0,25 MW_e bij levering van 1 MW_{th} warmte, zie ook Tabel 6.22.

Tabel 6.22 *Technisch-economische parameters warmtebenutting bij bestaande projecten*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	20	-
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	100	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	3	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	4,3	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	0	-
Brandstofprijs	[€/ton]	0	-
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	0	-

6.6.2 Verlengde levensduur vergisting

Voor de categorie van verlengde levensduur van vergisting is een meer normatieve benadering gekozen. Deze categorie heeft betrekking op vergistingsinstallaties waarvan de MEP-beschikking is afgelopen. Voor het elektrisch rendement, de O&M-kosten en de brandstofkosten, zijn de parameters gelijk gesteld aan die voor nieuwe mestcovergisters (zie Paragraaf 6.1.4). Renovatiekosten, waaronder ook eventuele vervangingskosten voor de gasmotor, zijn in de kostenraming niet meegenomen, zie verder Tabel 6.23. Op aangeven van het Ministerie van EL&I is gerekend met een warmteafzet van 4000 vollasturen, gelijk aan de warmteafzet bij nieuwe projecten.

Tabel 6.23 *Technisch-economische parameters verlengde levensduur vergisting*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	2,2	-
Elektrisch vermogen	[MW _e]	0,8	-
Thermisch vermogen (levering)	[MW _{th}]	1,1	-
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	-
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	-
Maximaal elektrisch rendement	[%]	37	-
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	0	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	85	-
Variabele O&M-kosten (electriciteit)	[€/kWh _e]	0	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	3	-
Brandstofprijs	[€/ton]	27	-
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	0	-

6.6.3 Verlengde levensduur verbranding

De categorie voor verlengde levensduur van verbrandingsinstallaties heeft betrekking op projecten die uit de MEP zijn gelopen, met uitzondering van meestook van biomassa. De technisch-economische parameters van Tabel 6.24 zijn gebaseerd op enkele projecten waarvan de MEP-

beschikking binnenkort afloopt of reeds is afgelopen. Voor de brandstofprijs is aansluiting gezocht bij de brandstofprijs voor nieuwe projecten (zie Paragraaf 5.2.2). Voor de verlengde levensduur worden renovatiekosten niet beschouwd. Omdat de beschikking een beperktere looptijd kent dan de 12 jaar voor nieuwe installaties, is geen opslag op de brandstofprijs meegenomen. Op aangeven van het Ministerie van EL&I is gerekend met een warmteafzet van 4000 vollasturen, gelijk aan de warmteafzet bij nieuwe projecten.

Tabel 6.24 *Technisch-economische parameters verlengde levensduur verbranding*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	21	-
Elektrisch vermogen	[MW _e]	5	-
Thermisch vermogen (levering)	[MW _{th}]	13	-
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	-
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	-
Maximaal elektrisch rendement	[%]	23,5	-
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		0,25	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	0	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	60	-
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	7	-
Brandstofprijs	[€/ton]	34	-
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	0	-

6.7 Waterkracht

Het verval van rivieren in de Nederlandse delta is gering. Bestaande kunstwerken in rivieren zijn geschikt om valhoogte te creëren die benut kan worden in waterkrachtcentrales. In de praktijk varieert deze doorgaans van 3 tot 6 meter, maar hij kan oplopen tot 11 meter in uitzonderlijke situaties. Voor kleinschalige waterkracht zijn twee referentie-installaties bepaald (valhoogte < 5 m en valhoogte > 5 m). De potentiële projecten binnen de categorie waterkracht kennen een grote spreiding in investeringskosten en bijhorende basisbedragen. Daarom zijn de basisbedragen in dit advies gebaseerd op specifieke projecten waarbij het realisatiepotentieel en de kosten bepalend zijn geweest voor selectie.

Een inventarisatie van initiatieven op het gebied van waterkracht heeft geleid tot een aanpassing van de referentie-installatie voor de categorie ‘Valhoogte < 5 meter’ ten opzichte van het advies voor SDE 2011 (Lensink *et al.*, 2010). Voor de categorie ‘Valhoogte > 5 meter’ is de referentie-installatie onveranderd gebleven. De technisch-economische parameters van de referentie-installaties voor waterkracht zijn samengevat in Tabel 6.24 en Tabel 6.25.

Tabel 6.25 *Technisch-economische parameters waterkracht met valhoogte kleiner 5 meter*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Installatiegrootte	[MW]	0,5	4
Investeringskosten	[€/kW _e]	5900	3890
Vollasturen	[h/a]	7000	3800
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	210	66,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0	0

Tabel 6.26 *Technisch-economische parameters waterkracht met valhoogte groter dan 5 meter*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Installatiegrootte	[MW]	2,8	2,8
Investeringskosten	[€/kW _e]	2440	2440
Vollasturen	[h/a]	4800	4800
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	84,0	84,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0	0

6.8 Windenergie

Voor 2012 heeft het Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie ECN/KEMA gevraagd het basisbedrag voor wind op land en voor wind in meer te differentiëren naar lokaal windaanbod. Dit houdt in dat er geen algemeen basisbedrag van toepassing is op alle locaties, maar dat het basisbedrag afhankelijk is van de potentiële opbrengst van een specifieke windturbine op een specifieke locatie. Tariefdifferentiatie maakt het mogelijk om beter aan te sluiten bij werkelijke kosten van windenergie en ontsluit de windarmere locaties en vergroot daarmee het aantal potentiële projectlocaties. De volgende differentiatieformule is gebruikt om het basisbedrag te bepalen (zie ook (Luxembourg *et al.*, 2011):

$$\text{Basisbedrag} = \alpha + \frac{\beta}{Q^*}$$

Hierin zijn α en β schalingsparameters en geeft Q^* de verhouding aan tussen de verwachte productie en de referentieproductie. De verwachte productie wordt bepaald aan de hand van het lokale windaanbod (windsnelheidsfrequentieverdeling) op ashoogte en de vermogenscurve van de windturbine. De referentieproductie komt overeen met de productie van dezelfde windturbine (inclusief ashoogte) op een fictieve referentielocatie. De netto referentieproductie gaat uit van 10% verliezen ten opzichte van de bruto referentieproductie. Deze verliezen worden veroorzaakt door niet- beschikbaarheid, parkeffecten en elektrische verliezen.

Uitgangspunten voor deze referentielocatie staat in Tabel 6.27, zie ook paragraaf 6.8.3.

Tabel 6.27 *Karakteristieken windprofiel op land*

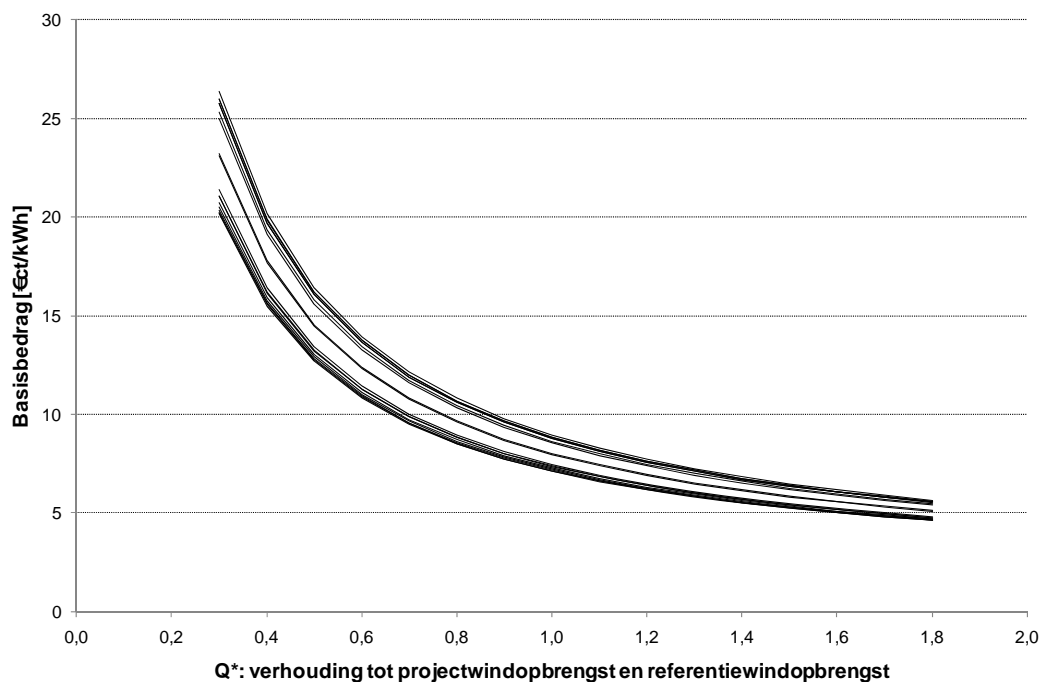
Gemiddelde windsnelheid op 100 meter:	7,5 m/s
Vormfactor Weibull-verdeling	2,35
Ruwheidslengte	0,1 m

6.8.1 Parameters wind op land

Om tot het basisbedrag voor windenergie op land te komen, zijn verschillende windturbines met bijbehorende investeringen gebruikt. Het basisbedrag gaat uit van een gemiddelde turbineprijs van 1114 €/kW. Bijkomende kosten voor fundatie (inclusief heipalen), elektrische infrastructuur in het park, netaansluiting, civiele infrastructuur, grondverwervingskosten, bouwrente en CAR-verzekering tijdens de bouw zijn vastgesteld op 27%. Het basisbedrag rekent met gemiddelde investeringskosten van 1406 €/kW.

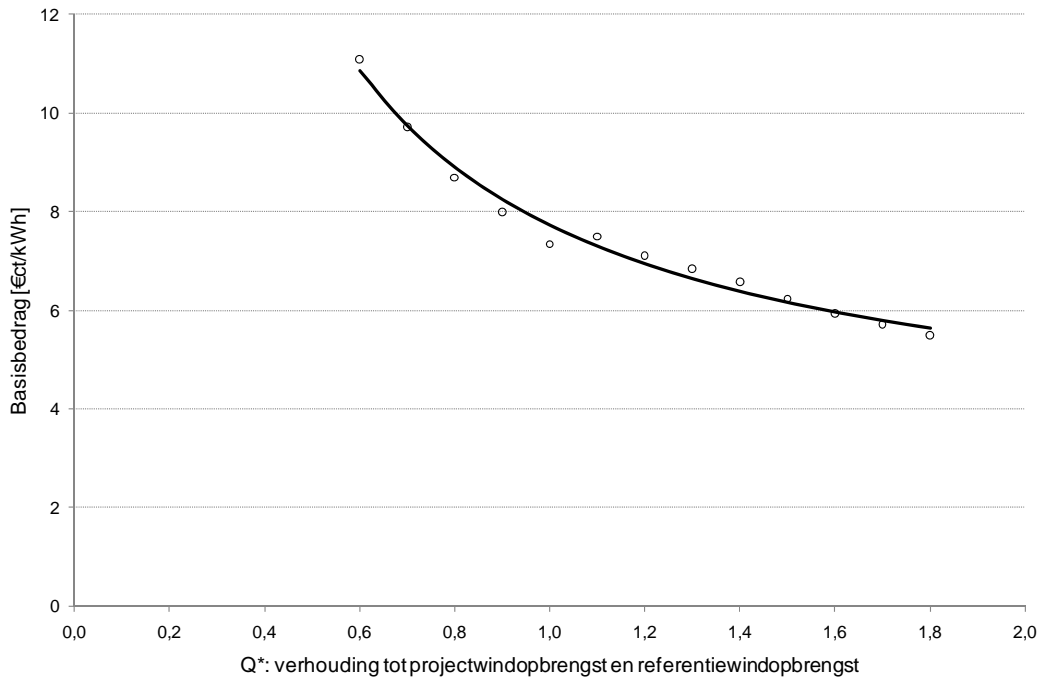
De variabele kosten bestaan uit garantie- en onderhoudscontracten en worden geraamd op 1,1 €/kWh, uitgaand van 1,0 €/kWh bij het begin van het project en stijgend gedurende de levensduur. De vaste jaarlijkse kosten zijn geraamd op 25,8 €/kW. Hierbij is 15,3 €/kW voor kosten als WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering, netinstandhoudingskosten, eigenverbruik, OZB, opstalvergoeding, beheer en land- en wegenonderhoud. De resterende 10,5 €/kW is gerekend voor grondkosten.

In Figuur 6.1 wordt de prijs per kWh weergegeven als functie van Q^* (de verhouding van de werkelijke productie en de referentieproductie).



Figuur 6.1 *Relatie tussen productiekosten en Q^* bij dezelfde turbines bij andere windregimes*

Niet alle turbines lenen zich voor alle locaties in Nederland. Turbines met IEC klasse I zullen bijvoorbeeld vanwege hun kostprijs niet in windarme gebieden worden gerealiseerd. Net zo zullen turbines met IEC klasse III niet geplaatst worden bij hoge windsnelheden vanwege te hoge belasting. Windturbines met een gemiddelde windsnelheid tot 7,5 m/s kunnen volstaan met een klasse III, tot 8,5 m/s met klasse II. Voor locaties met hogere gemiddelde windsnelheden zal turbineklasse I gebruikt worden. Daarom is de opbrengst van een windturbine berekend met een maximaal haalbare windsnelheid per turbineklasse. In Figuur 6.2, waar de gemiddelde prijs als functie van Q^* wordt weergegeven, is hier rekening mee gehouden.



Figuur 6.2 *Relatie tussen basisbedrag en Q^**

Aan de hand van deze grafiek worden de schalingsparameters vastgesteld:

$$\alpha = 3,0 \text{ en } \beta = 4,7.$$

Het basisbedrag voor windenergie op land is daarmee afhankelijk van de opbrengst van de specifieke windturbine en het advies luidt om deze als volgt vast te stellen:

$$\text{Basisbedrag} = 3,0 + 4,7/Q^*$$

6.8.2 Parameters wind in meer

Om de kosten voor wind in meer te bepalen is informatie uit literatuur en enkele praktijkvoorbeelden gebruikt. Het basisbedrag gaat uit van gemiddelde investeringskosten van 2450 €/kW. De onderhoudskosten worden geraamd op 12,4 €/kW voor vaste onderhoudskosten en 0,017 €/kWh voor de variabele onderhoudskosten. De kosten worden representatief geacht bij de wind- en omgevingscondities van het IJsselmeer. Deze parameters leiden tot een basisbedrag van 11,7 €/kWh. Voor wind in meer is gevraagd om ook te adviseren over de parameterwaarden voor α en β , conform de structuur van de differentiatieformule die ook bij wind op land gebruikt wordt. Voor bepaling van deze waarden is nog aanvullende informatie gewenst over de referentie-windcondities en de gebieden in Nederland waar projectontwikkeling voor wind in meer verwacht wordt. ECN/KEMA hoopt in de consultatieronde hierover met NWEA en andere marktpartijen nader informatie uit te wisselen, waarna in het eindadvies alsnog over de parameterwaarden geadviseerd kan worden.

6.8.3 Randvoorwaarden windenergie

De referentielocatie als onderdeel van de winddifferentiatie in de SDE+

De referentielocatie heeft een centrale rol in de beoogde winddifferentiatiemethodiek voor de SDE+ 2012. De referentielocatie is een virtuele locatie die, naar Duits voorbeeld, wordt gedefi-

nieerd door de gemiddelde windsnelheid op een zekere hoogte, de vormfactor van de windsnelheidsfrequentieverdeling (Weibull-verdeling), de ruwheidslengte en het (verticale) windprofiel.

Op basis van eerdere advies van ECN/KEMA (Luxembourg *et al.*, 2011) is het Ministerie van EL&I voornemens de referentielocaties als volgt te definiëren:

Tabel 6.28 *Voorgenomen definitie referentielocaties*

		Wind op land	Wind in meer ²
Gemiddelde windsnelheid op 100 m	[m/s]	7,5	9,0
Vormfactor (k)	[-]	2,35	-
Ruwheidslengte (z_0)	[m]	0,1	-

Wind op Land

Om de gemiddelde windsnelheid op een zekere referentiehoogte, $u(z_{ref})$, vast te leggen, is als volgt te werk gegaan. Omdat de gangbaarste ashoogte voor huidige windkrachtinstallaties tussen 80 en 120 meter ligt, is 100 meter hoogte als referentiehoogte gekozen. In 2005 heeft KEMA in opdracht van het toenmalige SenterNovem een windkaart van Nederland op 100 meter hoogte opgesteld (SenterNovem, 2005). Hieruit kan worden afgeleid dat op 100 meter hoogte de gemiddelde windsnelheid in Nederland varieert tussen 6,0 m/s en 9,5 m/s. Waarbij een waarde van 6,0 m/s voorkomt in het uiterste oosten van het land en 9,5 m/s in enkele gebieden langs de kust. Slechts een zeer klein deel van het Nederlands grondgebied kent een gemiddelde windsnelheid die buiten de range van 6,5 m/s tot 9,0 m/s valt. Op grond van de windkaart lijkt een gemiddelde windsnelheid van 7,5 m/s op 100 meter hoogte het meest recht te doen aan de gemiddelde Nederlandse situatie.

De vormfactor van de Weibull-verdeling wordt gesteld op 2,35. NWEA heeft in haar voorstel voor wind op land onder de SDE-plus (NWEA, 2011) een referentielocatie gedefinieerd met een vormfactor van 2,35. ECN en KEMA onderschrijven deze benadering.

Analoog aan de definitie van de referentielocatie binnen de Duitse subsidieregeling EEG wordt een ruwheidslengte z_0 van 0,1 voorgesteld. Dit correspondeert met een situatie in het open veld. Het (verticale) windprofiel wordt verondersteld logaritmisch te verlopen, zodat de windsnelheid op een hoogte z , $u(z)$, volgt uit de windsnelheid op een referentiehoogte z_{ref} , $u(z_{ref})$, als:

$$u(z) = u(z_{ref}) \times \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_{ref}/z_0)}$$

Wind in meer

Om de referentielocatie voor wind in meer bij de praktijk aan te laten sluiten, wordt afgeweken van de hierboven gedefinieerde referentielocatie voor wind op land. In de categorie wind in meer vallen typisch projecten waarvan de windkrachtinstallaties weliswaar in het water staan, maar waarbij de afstand tot het vaste land vrij klein is. Opnieuw gebaseerd op de windkaart Nederland (SenterNovem, 2005) voor de gebieden langs de grote meren, lijkt een gemiddelde windsnelheid van 9,0 m/s op 100 meter hoogte deze gebieden goed te karakteriseren. Of de overige parameters die de referentielocatie definiëren - vormfactor, windprofiel en ruwheidslengte - ten opzichte van de categorie wind op land gewijzigd dienen te worden, is punt voor nader overleg. Op open water geldt namelijk een lagere ruwheidslengte. Omdat hier uitgegaan wordt van installaties die dicht bij het vaste land worden geplaatst, is het de vraag of aanpassing nodig is.

² Te bepalen na nader overleg.

6.9 Diepe geothermie

Geothermische warmte

Als referentie-installatie is een installatie aangenomen die geothermische warmte leveren aan een bestaand afstandsverwarmingsnetwerk. Aangenomen wordt dat het benodigde temperatuur-niveau van de geothermische bron 100°C is bij een geothermische bron (de aquifer) op 3000 meter diepte en een gradiënt van 30°C per km. De geothermische bron bestaat uit een doublet (een productie- en een injectieput) met een debiet van 138 m³/uur en een vermogen van 7,25 MW_{th}. Het debiet van 138 m³/uur is het gemiddelde van de tot nu toe gerealiseerde geothermi-sche warmteprojecten in Nederland.

De investeringskosten van het doublet en de bovengrondse installatie zijn €13,9 miljoen, over-eenkomend met € 1850/kW_{th}. Dit is fractioneel hoger dan de €13,4 miljoen die berekend was in (Lako *et al.*, 2011). De verklaring hiervoor is dat bij drie van de vijf projecten voor geothermi-sche warmte tot nu toe beperkte hoeveelheden koolwaterstoffen worden aangetroffen. Deze hoeveelheden blijken niet economisch winbaar te zijn. De koolwaterstoffen moeten worden af-gevangen en om veiligheidsredenen zijn grotere marges (voor de maximale druk) vereist. Daar-om zijn de boorkosten hier met € 0,5 miljoen verhoogd tot € 11,0 miljoen. Ook wordt het aantal vollasturen geschat op 7500, iets lager dan de 8000 vollasturen in (Lako *et al.*, 2011). Het zal namelijk niet altijd mogelijk zijn om de geothermische bron in basislast in te zetten, omdat het benodigde warmtevermogen in de zomer minder kan zijn dan 7,25 MW_{th}.

De overige kostendata zijn ongewijzigd: vaste O&M-kosten van € 26/kW_{th} per jaar en variabele O&M-kosten van € 1,90/GJ warmte. De variabele O&M-kosten vloeien voort uit de benodigde pompenergie, uitgaande van een COP³ van 20 en elektriciteitskosten van 14 €/kWh. Voor alle opties voor geothermische energie wordt een COP van 20 gebruikt. Voor de technisch-economische parameters van geothermische warmte wordt verwezen naar Tabel 6.29.

Tabel 6.29 *Technisch-economische parameters diepe geothermie (warmte)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Vermogen geothermische bron	[MW _{th}]	7,25	-
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7500	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	1850	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	26	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	1,9	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	0	-
Brandstofprijis	[€/ton]	0	-
Brandstofprijisopslag	[€/ton]	0	-

Geothermische warmtekracht

De installatie voor geothermische warmtekracht is een variant op de referentieinstallatie in (La-ko *et al.*, 2011), gebaseerd op een doublet en een diepte van de hydrothermale bron van 4000 m. De referentie-installatie in (Lako *et al.*, 2011) gaat uit van conservatieve aannames die leiden tot hoge kosten voor de geothermische warmte en elektriciteit (warmtekracht). In de hier gekozen variant zijn voor twee parameters gunstiger uitgangspunten gekozen, namelijk:

- Temperatuur 150°C in plaats van 130°C (35°C per km in plaats van 30°C per km).
- Debiet 200 m³/uur in plaats van 150 m³/uur.

Wijzigingen in deze parameters zijn doorgerekend in (Lako *et al.*, 2011). Hier worden gewijzig-de parameters gecombineerd in een enkele variant, die als realistischer wordt beschouwd. Er wordt aangenomen dat de warmte wordt geleverd aan een afstandsverwarmingsnetwerk met een

³ De Coefficient of Performance (COP) geeft de verhouding weer tussen de geproduceerde geothermische energie en de benodigde pompenergie. Een COP van 20 wordt onder Nederlandse geologische condities als redelijkerwijs haalbaar beschouwd.

temperatuurniveau van 75°C. Het vermogen van de geothermische bron is hoger dan in (Lako *et al.*, 2011): 25,6 MW_{th} in plaats van 15,7 MW_{th}. Het netto elektrisch vermogen van de ORC wordt geschat op 2000 kW_e, wat overeenkomt met een netto rendement van ca. 8%. Het aantal vollasturen voor elektriciteit is aangenomen op 8000 uur/jaar. Het warmtevermogen voor de afstandsverwarming bedraagt 10 MW_{th}, wat overeenkomt met een thermisch rendement van 39%. Het aantal vollasturen voor warmtelevering is 5000 uur/jaar.

Door de combinatie van parameterwijzigingen zijn de investeringskosten hoger dan bij de referentie-installatie in (Lako *et al.*, 2011). Ten eerste worden de boorkosten geschat op € 19,5 miljoen in plaats van € 16 miljoen. De laatstgenoemde kostenschatting blijkt volgens het TNO-model ThermoGIS te laag. Wanneer rekening wordt gehouden met een zekere marge om gedeveerd boren mogelijk te maken vanwege beperkingen voor de locatie van de boortoren door de bebouwde omgeving, lijkt een bedrag van € 19,5 miljoen realistischer⁴. Ten tweede zijn de investeringskosten van de ORC-installatie hoger omdat het debiet en het vermogen van de bron hoger zijn. Deze investeringskosten worden geschat op € 8,5 miljoen. De totale investeringskosten zijn € 28,0 miljoen, ofwel € 1120/kW_{th} (input). Zoals in (Lako *et al.*, 2011) zijn de vaste O&M-kosten geschat op € 45/kW_{th} per jaar en zijn er geen variabele O&M-kosten verondersteld. Voor de technisch-economische parameters wordt verwezen naar Tabel 6.30.

Tabel 6.30 *Technisch-economische parameters diepe geothermie (WKK)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Nominaal vermogen	[MW _{th}]	25,6	-
Elektrisch vermogen	[MW _e]	2	-
Thermisch vermogen (levering)	[MW _{th}]	10	-
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	-
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	5000	-
Maximaal elektrisch rendement	[%]	7,8	-
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		0	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	1120	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	45	-
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	0	-
Brandstofprijis	[€/ton]	0	-
Brandstofprijisopslag	[€/ton]	0	-

Geothermische elektriciteit

De referentie voor geothermische warmtekracht vormt de basis voor de optie van elektriciteitsopwekking zonder warmtebenutting. Het voornaamste verschil is dat het temperatuurtraject voor elektriciteitsopwekking loopt van 150°C als boventemperatuur tot 30°C als ondertemperatuur in plaats van 75° bij geothermische warmtekracht. Het elektrische vermogen is 3,5 MW_e in plaats van 2,0 MW_e. De totale investeringskosten zijn € 28,0 miljoen, ofwel € 8000/kW_e. Het aantal vollasturen is 8000 uur/jaar, de vaste O&M-kosten zijn € 565/kW_e per jaar en er zijn geen variabele O&M-kosten, zoals bij geothermische warmtekracht. Voor de technisch-economische parameters van geothermische elektriciteitsopwekking wordt verwezen naar Tabel 6.31.

⁴ Met het programma ThermoGIS (TNO) worden de boorkosten van een doublet bij een boordiepte van 4000 m becijferd op € 18,75 miljoen. De keuze voor € 19,5 miljoen laat gedeveerd boren in verband met bebouwing toe.

Tabel 6.31 *Technisch-economische parameters diepe geothermie (elektriciteit)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Installatiegrootte	[MW _e]	3,5	-
Investeringskosten	[€/kW _e]	8000	-
Vollasturen	[h/a]	8000	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	565	-
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0	-

6.10 Warmte-koudeopslag in de glastuinbouw

De inzet van warmte-koudeopslag in combinatie met (semi)gesloten kassystemen kan het energiegebruik in de glastuinbouw verduurzamen. De ontwikkeling van (semi)gesloten kassystemen voor de glastuinbouw is echter door tegenvallende meeropbrengsten en het rendabel inzetten van WKK-installaties achtergebleven ten opzichte van de oorspronkelijke doelstellingen (Platform Kas als Energiebron, 2010; Ruijs *et al.*, 2010). Delen van het concept voor de (semi)gesloten kassen zijn echter wel commercieel aantrekkelijk voor bepaalde teelten (Platform Kas als Energiebron, 2010; Ruijs *et al.*, 2010).

In de glastuinbouw kan met behulp van warmte-koudeopslag (WKO) overtollige zonnewarmte in kassen ('s zomers) worden opgeslagen in een aquifer en bij warmtevraag (bijvoorbeeld 's winters) worden ingezet. Warmtepompen, veelal elektrisch gedreven, brengen deze warmte op een bruikbaar temperatuurniveau voor de betreffende teelt. In de voorbeeldsituaties in (Ruijs *et al.*, 2010) zijn typische COP's voor elektrische warmtepompen gehanteerd van 4,2 tot 5,0 (Raaphorst, 2011). Het opslaan van overtollige zonnewarmte impliceert dat er met behulp van deze techniek gekoeld wordt. Voor teelten met een bestaande koudevraag is dit de belangrijkste reden om in WKO te investeren. Door de koudevraag is de inzet van WKO zonder subsidieverlening vaak economisch al aantrekkelijk. Dit is bijvoorbeeld het geval bij de teelt van phalaenopsis en fresia (Ruijs *et al.*, 2010). Er zijn echter veel teelten waar de meeropbrengsten ten gevolge van actieve koeling kleiner zijn dan de kosten voor investering, het verlies van opbrengsten uit WKK-installaties en additionele elektriciteitsinkoop. Bij deze teelten, waar momenteel geen koudevraag is, is de inzet van WKO niet rendabel. Dit is bijvoorbeeld de situatie voor tomaten- of rozenteelt (Ruijs *et al.*, 2010). Winning van zonnewarmte is in 2009 slechts ingezet bij 48 projecten in de glastuinbouw; een deel van deze projecten betreft WKO in de glastuinbouw. Gasgestookte WKK-installaties daarentegen domineren de warmteproductie (en elektriciteitsproductie) in de glastuinbouw (Van der Velden & Smit, 2010). Door de inzet van WKO in plaats van WKK zal het elektriciteitsgebruik op het bedrijf toenemen, terwijl het aardgasgebruik en de CO₂-emissie op het bedrijf zal afnemen (Ruijs *et al.*, 2010). Het effect van dit energiegebruik op de totale CO₂-emissie hangt af van de (centrale) opwekkingstechnologie voor de benodigde elektriciteit.

Een operationele subsidie voor teelten zonder bestaande koudevraag kan worden overwogen. Op de subsidie dient echter wel voor de gerealiseerde meeropbrengsten te worden gecorrigeerd, wat teeltspecifieke kennis van de verwachte productieverhoging, kwaliteitsverbetering en marktprijzen van het gewas vereist. Ook dient er rekening te worden gehouden met bestaande investeringssubsidies die van geval tot geval reeds (partieel) ingezet kunnen worden. Bestaande investeringssubsidies die gebruikt kunnen worden voor de financiering van WKO met teeltspecifieke extra technieken zijn de MEI, IRE, MIA, VAMIL en EIA (Ruijs *et al.*, 2010). Ook is het goed mogelijk dat teeltmethodes en technologieën doorontwikkeld worden, zodat de toepassing van WKO economisch aantrekkelijk wordt waar dat nu nog niet het geval is. Hierdoor kan overstimulering van WKO-technologie met een (operationele) subsidie ontstaan. Daarnaast wordt warmteproductie met WKO-technologie financieel geprikkeld door een operationele subsidie, terwijl de financiële prikkel om de warmtevraag te verminderen wordt verlaagd. Hierdoor kan overmatig elektriciteitsgebruik van de WKO-technologie ontstaan. Zoals reeds eerder is opgemerkt, zijn de meeropbrengsten teeltspecifiek. In Nederland wordt een veelheid aan gewassen in

de glastuinbouw geteeld⁵ (LEI WUR, 2011). Teeltspecifieke kennis van WKO-technologie en eventuele meeropbrengsten per teelt, inclusief nicheteelten, is noodzakelijk om een gelijke verdeling van operationele subsidies te garanderen en eventuele verschuiving naar andere teelten ten gevolge van subsidieverlening te voorkomen.

In de praktijk concurreert WKO in de glastuinbouw met WKK-technologie. Momenteel wordt WKK-technologie gestimuleerd door vrijstelling op de energiebelasting op het ingekochte aardgas en het eigen verbruik van elektriciteit. Op elektriciteitsinkoop kent de glastuinbouw echter geen verlaagd energiebelastingtarief, wat voor elektrisch gedreven WKO technologie een financieel nadeel is ten opzichte van WKK-technologie. Verlening van operationele subsidie wordt gecompliceerd door teeltspecifieke variatie in kosten en meeropbrengsten. Er is hier gekozen om aan te sluiten bij recente inzichten omtrent de kostenstructuur voor tomaten- en rozenteelt zonder koudevraag en phalaenopsis- en fresiateelt met koudevraag, zoals beschreven in (Ruijs *et al.*, 2010). In deze studie is voor alle teelten met uitzondering van fresiateelt, uitgegaan van een combinatie van WKO- en WKK-technologie: de WKO wordt ingezet voor basislast warmtevraag, terwijl een relatief kleinere WKK-installatie, dat wil zeggen met een kleiner vermogen dan in de referentiesituatie, aan de piekwarmtevraag en een deel van de elektriciteitsvraag kan voldoen (Raaphorst, 2011; Ruijs *et al.*, 2010). Het is belangrijk om op te merken dat bij deze kostenstructuur geen correctie is uitgevoerd voor bestaande (investerings)subsidies, waar in ieder geval een deel van de betreffende technologieën voor deze teelten wel recht op heeft. De kosten voor de productie van warmte met WKO zijn bepaald ten opzichte van de productie van warmte met een WKK-installatie, met uitzondering van de fresiateelt waar de beperkte warmtevraag volledig wordt ingevuld met een ketel. In de investeringskosten is daarom reeds een correctie op de vermeden kosten voor de referentie WKK-installatie reeds opgenomen. Ook andere vermeden investeringen conform (Ruijs *et al.*, 2010) zijn hierin opgenomen. In de vaste O&M-kosten zijn, naast de extra operationele kosten voor de installatie, ook de extra kosten voor additioneel energiegebruik, derving van WKK-opbrengsten en een correctie voor eventuele meeropbrengsten opgenomen conform (Ruijs *et al.*, 2010). Een nadere uitsplitsing naar de financiële consequenties voor het energiegebruik is op basis van de rapportage momenteel niet uitvoerbaar, vanwege interacties van het vermeden gasverbruik ten opzichte van de referentie-WKK met een toegenomen inzet van de reserveketel en de spreiding van in- en verkoop van elektriciteit over dal- en piekperiodes. In Tabel 6.34 en Tabel 6.35 is duidelijk zichtbaar dat er voor tomaten en rozen, naast de investering, positieve kosten zijn vermeld. Deze kosten worden voornamelijk bepaald door een forse toename van de elektriciteitsinkoop en derving van WKK-opbrengsten. Op deze teelten zal dus subsidie noodzakelijk zijn om een economisch rendabele case te creëren. Voor phalaenopsisteelt zijn de investeringskosten beperkt, ondanks het forse vermogen van de warmtepomp. Dit wordt veroorzaakt door vermeden investeringen in koelmachines. Het extra energieverbruik is ook beperkt, vanwege het hoge verbruik van elektriciteit in de referentiecase door koelmachines. Het verschil in energiekosten voor phalaenopsis wordt dan negatief ten opzichte van de referentiesituatie door het vermeden gasverbruik. Ook de vaste operationele kosten worden lager dan bij de referentiesituatie door vermijding van relatief hoge onderhoudskosten aan zowel de WKK als de koelmachines. Hierdoor wordt het verschil in operationele kosten ten opzichte van bedrijfsvoering met WKK, zoals weergegeven in Tabel 6.34, negatief en zal het economisch rendabel zijn om WKO-technologie voor deze teelt te gebruiken. Ook voor fresiateelt, Tabel 6.35, zijn de investeringskosten relatief beperkt wat wordt veroorzaakt door het beperkte vermogen van de installatie en vermeden kosten van de koelmachine. Zoals eerder besproken wordt WKK niet gebruikt in de referentiesituatie, maar wordt de beperkte warmtevraag ingevuld met een ketel (Raaphorst, 2011; Ruijs *et al.*, 2010). De operationele kosten zijn fors lager dan in de referentiesituatie, die wordt gekenmerkt door een hoog elektriciteitsverbruik door de koelmachine, en door vermeden gasverbruik. De meeropbrengsten voor fresiateelt dragen hier eveneens aan bij. Ook deze case laat een situatie zien waarin WKO-technologie economisch rendabel is (Ruijs *et al.*, 2010).

⁵ LEI WUR (2011): *land- en tuinbouwcijfers*, www.lei.wur.nl, 8 juli 2011.

Tabel 6.32 *Technisch-economische parameters warmte-koudeopslag bij 8 ha tomatenteelt, incl correctie vervanging WKK-technologie (gebaseerd op Ruijs et al., 2010; Raaphorst, 2011)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Installatiegrootte	[kW _{th}]	5040	-
Elektrisch vermogen	[kW _e]	-	-
Vollasturen	[h/a]	2000	-
Elektrisch rendement	[%]	-	-
Thermisch rendement (levering)	[COP]	4,2	-
Warmteverlies levering	[%]	-	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	195,4	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	17,1	-
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	-	-
Brandstofprijs	[€/ton]	-	-
Brandstofprijsoverlag	[€/ton]	-	-

Tabel 6.33 *Technisch-economische parameters warmte-koudeopslag bij 8 ha rozenteelt, incl correctie vervanging WKK-technologie (gebaseerd op Ruijs et al., 2010; Raaphorst, 2011)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Installatiegrootte	[kW _{th}]	5640	-
Elektrisch vermogen	[kW _e]	-	-
Vollasturen	[h/a]	2000	-
Elektrisch rendement	[%]	-	-
Thermisch rendement (levering)	[COP]	4,7	-
Warmteverlies levering	[%]	-	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	219,7	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	5,6	-
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	-	-
Brandstofprijs	[€/ton]	-	-
Brandstofprijsoverlag	[€/ton]	-	-

Tabel 6.34 *Technisch-economische parameters warmte-koudeopslag bij 4 ha phalaenopsisteelt, incl correctie vervanging WKK-technologie (gebaseerd op Ruijs et al., 2010; Raaphorst, 2011)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Installatiegrootte	[kW _{th}]	5000	-
Elektrisch vermogen	[kW _e]	-	-
Vollasturen	[h/a]	2000	-
Elektrisch rendement	[%]	-	-
Thermisch rendement (levering)	[COP]	5,0	-
Warmteverlies levering	[%]	-	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	73,1	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	-11,6	-
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	-	-
Brandstofprijs	[€/ton]	-	-
Brandstofprijsoverlag	[€/ton]	-	-

Tabel 6.35 *Technisch-economische parameters warmte-koudeopslag bij 3 ha fresiateelt (gebaseerd op Ruijs et al., 2010; Raaphorst, 2011)*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Installatiegrootte	[kW _{th}]	846	-
Elektrisch vermogen	[kW _e]	-	-
Vollasturen	[h/a]	2000	-
Elektrisch rendement	[%]	-	-
Thermisch rendement (levering)	[COP]	4,7	-
Warmteverlies levering	[%]	-	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	110,4	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	-84,5	-
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0	-
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	-	-
Brandstofprijs	[€/ton]	-	-
Brandstofprijsoverlag	[€/ton]	-	-

6.11 Indicatieve berekeningen voor duurdere opties

6.11.1 Inleiding

In de adviesvraag van het Ministerie van EL&I is gevraagd om voor diverse categorieën een basisbedrag te adviseren. Mocht uit de initiële analyse blijken dat het basisbedrag significant boven de 15 €/kWh uitkomt, dan kan het advies volstaan met deze melding op basis van een indicatief basisbedrag. Een gedetailleerde berekening is daarmee overbodig, omdat het Ministerie wel geadviseerd kan worden om de opties toe te laten tot de vrije categorie (met basisbedrag van 15 €/kWh). In deze paragraaf worden alle categorieën behandeld, waarvoor dienovereenkomstig een indicatief basisbedrag is berekend.

6.11.2 Vergassing van biomassa

Een SNG-centrale voor groengasproductie door vergassing bestaat uit drie onderdelen: vergassing, gasreiniging en gasopwaardering. In de vergassingsinstallatie wordt vaste biomassa omgezet in gasvormige brandstof, genaamd syngas of stookgas. In de gasreinigingssectie worden onzuiverheden uit het gas verwijderd. Tenslotte wordt het gas opgewaardeerd tot aardgaskwaliteit (SNG) waarna het als groen gas in het aardgasnet ingevoerd kan worden.

Voor de referentie-installatie is uitgegaan van een commerciële installatie waarvan de techniek het stadium van kleinschalige demonstratie is gepasseerd. De referentie-installatie heeft een grootte van ca. 12 MW_{th} oftewel een productievermogen van 790 Nm³ SNG/uur. De installatie kan in haar eigen warmtebehoefte voorzien; wel is de inkoop van elektriciteit voor eigen verbruik meegenomen in de berekening van het basisbedrag. De combinatie van een houtvergasser en een gasopwaarderingsinstallatie zorgt voor een complexe productie-installatie: daarom wordt uitgegaan van 7500 vollasturen per jaar. Zie Tabel 6.36 voor de technisch-economische parameters.

Tabel 6.36 *Technisch-economische parameters vergassing van biomassa*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Referentie grootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	790	-
Vollasturen	[h/a]	7500	-
Interne warmtevraag	[% biogas]	0	-
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0,20	-
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,14	-
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	14	-
Grondstofkosten	[€/ton]	25	-
Grondstofprijsopslag	[€/ton]	1	-
<i>Groengasproductie</i>			
Investeringskosten	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	31400	-
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	2688	-
Rendement gaszuivering	[% methaan]	100	-

6.11.3 Zon-PV > 15 kW_p

De invoering van de SDE+ betekent op een aantal punten specifiek voor de categorie zon-PV een verandering:

- Alleen voor Zon-PV systemen met een vermogen van groter dan 15 kW_p kan subsidie worden aangevraagd; de bovengrens van 100 kW_p is komen te vervallen.
- Zowel losstaande systemen als gebouwgebonden systemen komen in aanmerking voor subsidie.
- Het maximaal aantal vollasturen dat in aanmerking komt voor subsidie is verhoogd van 850 naar 1000.

In Nederland is een aantal van 1000 vollasturen bij optimale positionering op locaties met hoge zoninstraling (noordelijke kustgebieden) haalbaar. Het basisbedrag voor zon-PV > 15 kW_p ligt voor de SDE-plusronde van 2011 op 28 €/kWh. Dit ligt boven het maximale basisbedrag, waarmee zon-PV verwezen is naar de vrije categorie. Voor een inschatting van het kostenniveau van zon-PV voor de SDE-plusopenstelling van 2012 wordt uitgegaan van installatie eind 2013.

De laagste kostprijs voor zonnestroom kan worden gerealiseerd met vrijveldinstallaties van grote omvang (> 1 MW_p) vanwege schaalvoordelen en voordelig onderhoud. Het wegvallen van de bovengrens voor systeemgrootte en de eis van gebouwgebondenheid, maakt realisatie van dergelijke systemen onder de SDE-plus mogelijk. In tegenstelling tot in Duitsland bestaat er in Nederland weinig ervaring met de aanleg van niet-dakgebonden zonne-installaties met een omvang van ruim boven de 100 kW_p. Om deze reden is de referentie-installatie voor zon-PV ten opzichte van 2011 niet gewijzigd: er wordt uitgegaan van een dakgebonden systeem van 100 kW_p. Daarnaast wordt echter een doorkijk gegeven naar het laagst mogelijk geachte kostenniveau.

Voordelige dakgebonden *turn key*-systemen met een omvang van 50–100 kW_p hebben in Nederland een prijsniveau van ongeveer 2100 €/kW_p (alle prijzen verder exclusief BTW). Op grond van de historische groeicurve voor zon-PV kan een leereffect van ongeveer 18% per verdubbeling van de productie worden verondersteld. Toepassing van een dergelijk leereffect en een groei van de wereldwijde PV-markt van ongeveer 20% per jaar, leidt tot een inschatting van de investeringskosten voor systemen tot 100 kW_p van 1780 €/kW_p gedurende de eerste helft van 2013. Dit correspondeert met een basisbedrag van 21,2 €/kWh. De technisch-economische parameters zijn samengevat in Tabel 6.37.

De huidige *factory gate*-prijzen en Duitse spotmarktprijzen voor Aziatische mono- en multikristallijne zonnepanelen liggen rond de 1250 €/kW_p (Photon International, 2011). Op grond hiervan is een ondergrens voor systeemprijzen van ongeveer 1850 €/kW_p te verwachten. De Duitse feed-intarieven voor systemen van meer dan 1 MW_p en vrije-veldinstallaties staan voor dergelijke

investeringskosten een bescheiden rendement toe. Uitgaande van een dergelijk niveau van investeringskosten en een groeicurve met de hierboven genoemde parameters resulteert in een minimum systeemprijs van 1575 €/kW_p eind 2013. Dit zou corresponderen met een basisbedrag van ongeveer 19 €/kWh.

Op grond van de bovenstaande analyse is het niet waarschijnlijk dat zon-PV-systemen onder de SDE-plus 2012 gerealiseerd kunnen worden tegen een kostenniveau van 15 €/kWh. Toch kan het voor sommige initiatieven aantrekkelijk zijn om SDE-plus aan te vragen. Daarnaast is er voor de kleinzakelijke gebruikersgroep sprake van dat het correctiebedrag afwijkt van de gemiddelde inkoopprijs voor elektriciteit voor de groep. Dit heeft een verbetering van de haalbaarheid tot gevolg. Het correctiebedrag voor de categorie zon-PV is gebaseerd op de APX_{peak}-prijnsindex.

Tabel 6.37 *Technisch-economische parameters zonPV > 15 kW_p*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Installatiegrootte	[MW]	0,1	0,1
Investeringskosten	[€/kW _e]	1780	2145
Vollasturen	[h/a]	1000	850
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	-	-
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,021	0,025

6.11.4 Wind op zee

De referentie-installatie voor wind op zee is gekozen als een 300 MW windpark buiten de 12-mijlszone. Hiermee correspondeert de referentie-installatie in grote mate met de parken die vergunningen hebben ontvangen. De kostenindicatie is gebaseerd op de kostenramingen die voortvloeiend uit de 950 MW-tender zijn gemaakt (Lensink *et al.*, 2009). De kosten van wind op zee zullen op termijn dalen, maar deze daling zal naar verwachting niet voor 2015 significant inzetten (Greenacre *et al.*, 2010). Daarmee blijven de productiekosten naar verwachting boven de 15 €/kWh liggen, zie Tabel 6.38.

Tabel 6.38 *Technisch-economische parameters wind op zee*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Installatiegrootte	[MW]	300	-
Investeringskosten	[€/kW _e]	3700	-
Vollasturen	[h/a]	3650	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	130	-
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	-

6.11.5 Energie uit vrije stroming

Voor dit advies is uitsluitend gekeken naar *inshore* vrijegetijdenstromingsenergie; hierbij gaat het om projecten die gerealiseerd worden in of nabij kunstwerken zoals zeekeringen of half-doorlatende dammen en die gebruik maken van de aanwezige getijdenwerking. Sinds het advies in het kader van de SDE 2011 (Lensink *et al.*, 2010) zijn geen projecten in deze categorie gerealiseerd. Er wordt een aantal pilotprojecten gepland die mogelijk in 2011 en 2012 een beschikking kunnen aanvragen. De referentie-installatie is gebaseerd op een aantal projecten die volgens de sector op korte termijn in aanmerking komen voor realisatie en is daarmee onveranderd ten opzichte van het advies voor SDE 2011. Het gaat hier om pilotprojecten die volgens de sector met adequate productiesubsidie commercieel te exploiteren zijn. De technologie van vrijestromingsturbinen staat aan het begin van commercialisatie; dit maakt dat investerings- en O&M-kosten relatief hoog uitvallen. Het is niet de verwachting dat projecten in de categorie 'Energie

uit vrije stroming' rendabel gerealiseerd kunnen worden voor het maximale basisbedrag van 15 €/kWh. Zie Tabel 6.39 voor het overzicht van technisch-economische parameters.

Tabel 6.39 *Technisch-economische parameters energie uit vrije stroming*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Installatiegrootte	[MW]	1	1
Investeringskosten	[€/kW _e]	5830	5830
Vollasturen	[h/a]	2250	2250
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	112,5	112,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0	0

6.11.6 Osmose

Uit het potentiaalverschil tussen zoet en zout water kan energie (elektriciteit dan wel arbeid) worden opgewekt. Deze vorm van elektriciteitsopwekking, waaraan gerefereerd wordt met de begrippen osmose-energie en *Blue Energy* (in het Engels ook wel *salinity gradient power*), wordt geanalyseerd in (Lako *et al.*, 2010). De onderstaande kosten zijn hierop gebaseerd. Er zijn twee varianten van osmose-energie die in het onderzoek- en ontwikkelingsstadium zijn:

- Pressure-Retarded Osmosis, afgekort PRO, ontwikkeld door het Noorse Statkraft.
- Reverse ElectroDialysis, afgekort RED, ontwikkeld door het Nederlandse REDstack.

Pressure-Retarded Osmosis (PRO)

Pressure-Retarded Osmosis (PRO) is in het demonstratiestadium. De kosten van PRO bestaan uit diverse componenten zoals infrastructuur, membranen en elektriciteitsopwekking. In Nederland zal er soms een keuze zijn tussen opwekken van elektriciteit of het (gedeeltelijk) benutten van de mechanische energie om water op te pompen, bijvoorbeeld bij het spuien van water uit IJsselmeer bij de Afsluitdijk. Het grootste deel van het potentieel zal echter, ook in het geval van PRO, benut worden voor elektriciteitsopwekking.

In november 2009 opende Statkraft in Tofte aan het Oslofjord een PRO-prototype van 2-4 kW. De ontwikkelingskosten van de technologie bedragen tot nu toe \$18 miljoen. Hoe groter de zoet/zoutgradiënt is, des te efficiënter zal een PRO-centrale werken. Tegelijkertijd is het van belang dat het zeewater en het zoete water zo schoon mogelijk zijn.

Reverse ElectroDialysis (RED)

REDstack, een spin-off van Wetsus (Leeuwarden), richt zich op het ontwikkelen, opschalen en vermarkten van de RED-technologie (Post, 2009; Długolecki *et al.*, 2009). Ook in de Verenigde Staten wordt aan de RED-technologie gewerkt. Het potentieel bij de Afsluitdijk, met een spuiroom van minimaal 200 m³/s, is ca. 200 MW. Het potentieel bij IJmuiden, waar het Noordzeekanaal uitmondt in de Noordzee, wordt geschat op 5-7 MW.

Een bijzonderheid van Blue Energy (zowel PRO als RED) is dat de installatie een groot aantal uren per jaar in bedrijf kan zijn. Het aantal vollasturen kan zelfs 8000 uur per bedragen. Een hoge capaciteitsfactor is alleen haalbaar in het commerciële stadium.

Voor deze opties geldt dat ze in het stadium van onderzoek, ontwikkeling en demonstratie (prototype) zijn. ECN en KEMA schatten de investeringskosten van een installatie (PRO of RED) van 10 MW_e in 2020 op € 7110/kW_e. Het is technisch en economisch echter niet haalbaar om nu een installatie van meer dan 1 MW_e te realiseren, omdat techniekontwikkeling stapsgewijs verloopt. Wanneer wordt gerekend met een schaalfactor overeenkomend met een vermogenscoëfficiënt van 0,8 tot 0,9, nemen de investeringskosten toe tot € 36000/kW_e. De overige aannames (onderhouds- en bedieningskosten en aantal vollasturen) is gelijk verondersteld aan die van de installatie van 10 MW_e.

Mogelijkerwijs komt nog een andere optie beschikbaar, de 'hydrocratic generator'. Wader LLC (VS) ontwikkelt deze technologie in eerste instantie voor zeewaterontzilting. De technologie kan ook worden toegepast voor of in combinatie met 'salinity gradient power' (Jones en Finley, 2003).

Tabel 6.40 *Technisch-economische parameters osmose*

		Conceptadvies 2012	Eindadvies 2011
Installatiegrootte	[MW]	1	-
Investeringskosten	[€/kW _e]	36000	-
Vollasturen	[h/a]	8000	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	130	-
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0	-

7. Overzicht basisbedragen

Het Ministerie van EL&I heeft advies gevraagd aan ECN/KEMA over de basisbedragen voor 2012. Dit rapport is een conceptversie van dat advies om nader te consulteren met marktpartijen. In Tabel 7.1 staat het overzicht van de basisbedragen in dit conceptadvies.

Tabel 7.1 *Overzicht basisbedragen conceptadvies 2012*

	Elektriciteit [€/kWh]	Ruw biogas [€/Nm ³]	Groen gas [€/Nm ³]	Warmte [€/GJ]	Elektriciteit en warmte [€/GJ]
Allesvergisting		30,7	61,0	26,3	24,6
AWZI/RWZI (hydrolyse op basis van thermische druk)		109,8	-	-	-
Diepe geothermie	18,6			9,0	15,5
Ketel op vaste biomassa				21,3	
Ketel op vloeibare biomassa				11,7	
Kleinschalige afvalverbranding					16,5
Kleinschalige waterkracht, hoog verval	7,1				
Kleinschalige waterkracht, laag verval	11,8				
Mestcovergisting		56,8	74,8	18,8	29,7
Opslag op basisbedrag (ruw biogas) bij hubtoepassing			13,1	1,3	4,4
Osmose	49,4				
Stoomketel op vaste biomassa				12,4	
Stortgas		9,5	36,3	1,4	20,7
Thermische conversie van vaste biomassa < 10 MW _e					29,4
Thermische conversie van vaste biomassa > 10 MW _e					18,7
Vergassing			98,6		
Verlengde levensduur van vergistingsinstallaties					20,1
Verlengde levensduur verbrandingsinstallaties					15,9
Warmtebenutting bij bestaande projecten				6,1	
Waterkracht, energie uit vrije stroming	33,1				
Wind in meer	11,7				
Wind op land	3,0+4,7/Q*				
Wind op zee	16,0				
Zon-PV >15 kW _p	21,3				

Tabel 7.2 toont de onrendabele top voor warmte-koudeopslag in de glastuinbouw voor verschillende teelten, ten opzichte van toepassing van WKK-installaties.

Tabel 7.2 *Overzicht onrendabele top warmte-koudeopslag in de glastuinbouw*

Teelt	Warmte [€/GJ]
Tomaten	5,8
Rozen	4,4
Vlinderorchideeën	-0,4
Fresia's	-11,0

De berekeningen op basis waarvan Tabel 7.1 en Tabel 7.2 zijn samengesteld, zijn te raadplegen op de website van ECN:

<http://www.ecn.nl/nl/units/ps/themas/hernieuwbare-energie/projecten/sde/sde-2012/>

Afkortingen

AVI	Afvalverbrandingsinstallatie
BEC	Bioenergiecentrale
BEMS	Besluit emissie-eisen middelgrote stookinstallaties
CAR	<i>Construction all risk</i> , bouwverzekering
COP	<i>Coefficient of performance</i> , prestatiecoëfficiënt
EEG	<i>Erneurbare-Energien-Gesetz</i>
EIA	Energieinvesteringsaftrek
EL&I	Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie
ETS	<i>Emissions Trading System</i> , Emissiehandelssysteem
GvO	Garanties van oorsprong
IEA	Internationaal energieagentschap
IRE	Investeringsregeling in energiebesparing
LEI	Landbouw Economische Instituut
LT	Lagetemperatuurverwarmingsnet
MEI	Marktintroductie energieinnovaties
MER	Milieueffectrapportage
MIA	Milieu-investeringsaftrek
O&M	<i>Operation&Maintenance</i> , Onderhoud&Beheer
ORC	Organische Rankine cyclus
OT	Onrendabele top
PS	Processtoom
SDE	Stimulering duurzame energieproductie
SNG	<i>Substitute Natural Gas of Synthetic Natural Gas</i>
SPF	<i>Seasonal performance factor</i> , seizoensprestatiefactor
SV	Stadsverwarming
WKK	Warmtekrachtkoppeling
WKO	Warmtekoudeopslag

Referenties

- Daniëls, B.W. en S.Kruitwagen (ed) (2010): *Referentieraming energie en emissies 2010-2020*, ECN-E--10-004, Petten/Bilthoven, april 2010.
- Dlugolecki (2009): *Practical potential of reverse electrodialysis as process for sustainable energy generation*, Environmental Science & Technology, vol 43, nr 17, 2009.
- Jones, A.T., en W. Finley (2003): *Recent Developments in Salinity Gradient Power*, OceanUS Consulting, San Francisco, 2003.
- Lako, P., S.L. Luxembourg, L.W.M. Beurskens (2010): *Karakteristieken van duurzame energie in relatie tot de Afsluitdijk*, ECN-E--10-044, Petten, juni 2010.
- Lako, P., S.L. Luxembourg, B. in 't Groen (2011): *Geothermische energie en de SDE*, ECN-E--11-022, Petten, april 2011.
- Lensink, S.M., J. van Stralen en A. Wakker (2009): *Subsidie-aanvragen 950 MW tender (openbaar)*, ECN-BS--09-037, december 2009.
- Lensink, S.M., J.A. Wassenaar, S.L. Luxembourg, C.J. Faasen en M. Mozaffarian (2010): *Eindadvies basisbedragen 2011 voor elektriciteit en groen gas in het kader van de SDE-regeling*, ECN-E--10-082, september 2010.
- Luxembourg, S.L., X. van Tilburg, J.W. Cleijne en S.M. Lensink (2011): *Differentiatie als onderdeel van de SDE+ voor wind op land*, ECN, in voorbereiding.
- Mozaffarian, M., J.A. Wassenaar, S.M. Lensink (2011): *Hernieuwbare warmte in de SDE-plusregeling*. Mei 2011, ECN-E-11-035.
- NWEA (2011): *NWEA voorstel SDE+ Wind op Land*, Utrecht, maart 2011.
- Photon International (2011): *The Solar Power Magazine*, juni 2011.
- Platform Kas als Energiebron (2010): *Jaarplan 2011*.
- Post, J.W. (2009): *Blue Energy: electricity production from salinity gradients by reverse electrodialysis*, PhD Thesis Wageningen University, november 2009.
- Ruijs, M.N.A, M.G.M. Raaphorst, Y. Dijkxhoorn (2010): *Meer mogelijkheden voor energiezuinige teeltconditionering – Economische perspectieven*, LEI WUR 2010-006, Wageningen, februari 2010.
- Sambeek, E.J.W. van, T.J. de Lange, W.J.A. Ruijgrok en A.E. Pfeiffer (2002): *Invulling van het wetsvoorstel MEP voor duurzame elektriciteit, Samenvattend overzicht van een mogelijke categorisatie en producentenvergoedingen*, ECN-C--02-088, Petten, november 2002.
- Sambeek, E.J.W. van, H.J. de Vries, A.E. Pfeiffer en J.W. Cleijne (2004): *Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties, Advies ten behoeve van de vaststelling van de MEP-subsidies voor de periode juli tot en met december 2006 en 2007*, ECN-C--04-101, november 2004.
- SenterNovem (2005): *Windkaart van Nederland op 100 m hoogte*, Utrecht, 2005.
- Tilburg, X. van, H.M. Londo, M. Mozaffarian en E.A. Pfeiffer (2008a): *Technisch-economische parameters van groengasproductie 2008-2009: Eindadvies basisbedragen voor de SDE-regeling*, ECN-E--08-004, Amsterdam, januari 2008.
- Greenacre, P., R. Gross en P. Heptonstall (2010): *Great Expectations: The cost of offshore wind in UK waters – understanding the past and project the future*, UKERC, Londen, september 2010.
- Van der Velden, N., P. Smit (2010): *Energiemonitor van de Nederlandse glastuinbouw 2009*. LEI WUR 2010-091, Wageningen, december 2010.