



Energy research Centre of the Netherlands

Roadmap VNMI

Inzet van hernieuwbare energie

A.J. Plomp

S.L. Luxembourg

A.J. Seebregts

S.M. Lensink

Verantwoording

Dit rapport is opgesteld in opdracht van de Vereniging Nederlandse Metallurgische Industrie (VNMI) met financiering vanuit AgentschapNL en een consortium met onder meer de bedrijven Nyrstar en AkzoNobel. Het projectnummer bij ECN is 50923.

Contactpersoon voor dit rapport is de eerste auteur: Arjan Plomp (tel. +31 (0)224-564403, e-mail: plomp@ecn.nl). Naast de auteurs is aan dit rapport bijgedragen door Bert Daniëls, Ton van Dril, Joost van Stralen en Wouter Wetzels.

Abstract

To reach energy efficient production of metals and metal products, the Dutch metal manufacturers are considering using renewable electricity in the production processes, as part of their agreement (Covenant) with the Dutch government to introduce more efficient and sustainable production processes. Use of renewable electricity is a part of this Covenant. The Dutch association of metals industry (VNMI) commissioned ECN to provide insight in the expected cost and benefit developments of a switch to the renewable electricity options solar, wind and biomass in both the short term and the long term. In addition, a new concept for subsidising renewable electricity, the so-called 'DAAN' concept, has been analysed.

Results of this research show that until 2020, apart from profitable conditions for onshore wind and co-firing of biomass, the production costs of renewable electricity are higher than the electricity price, resulting in higher costs than benefits. Though uncertainty increases, extrapolation of the results shows that for the period 2020-2030 the production costs of onshore wind will be lower than the expected electricity price. Until that time, subsidies will remain necessary to bridge the gap between costs and benefits. A successful switch to renewable electricity depends on these subsidies and their conditions.

A new concept for subsidising renewable electricity, which has been proposed by individual companies within the sector, i.e. the 'DAAN' concept, has been analysed and quantified with scenario modelling. In this concept, the current premium feed-in tariff structure is combined with a long-term, fixed power sales price, which effectively results in a feed-in tariff variant. The potential increasing costs for the Dutch government depend on the applied power sales price in combination with the applied price scenarios and are mitigated by the participating companies by offering the so-called Carbon Leakage compensation.

In this analysis, a pre-defined calculation for this new subsidy concept has been reviewed. A long-term, fixed power sales price for the participating companies of 50 €/MWh and a calculated Carbon Leakage compensation, based on a CO₂ emission factor of 581 kg/MWh, resulted in a cost decrease for the Dutch government for the majority of the calculated price scenarios. For those scenario variants in which these conditions resulted in a cost increase for the Dutch government, the long-term fixed power sales price was increased to mitigate the additional costs. From this analysis it follows that a fixed power sales price of 62 €/MWh is sufficient to prevent additional costs for the highest price scenario.

Inhoud

Lijst van tabellen	4
Lijst van figuren	5
Samenvatting	6
1. Inleiding	7
1.1 Leeswijzer	7
2. Elektriteitsprijsontwikkeling: een scenario	8
2.1 Inleiding	8
2.2 Brandstofprijzen	8
2.3 Elektriteitsmarktprijzen	10
2.4 Productiekosten in Nederland vergeleken met het buitenland	11
3. Kostenontwikkeling hernieuwbare elektriciteit	13
3.1 Wind algemeen	14
3.2 Wind op land	14
3.3 Wind offshore	16
3.4 Zon-PV	17
3.5 Biomassameestook in kolencentrales	17
3.6 Zelfstandige biomassaverbrandingsinstallaties	18
3.7 Zelfstandige biomassavergistinginstallaties	19
4. Vergelijking van elektriteitsprijsscenario met hernieuwbare elektriciteit	21
5. Een voorstel voor financiering van duurzame elektriciteit	23
5.1 Inleiding	23
5.2 Beschrijving SDE in de huidige situatie	23
5.2.1 SDE categorieën in het kader van de vergelijking met het DAAN rekenvoorbeeld	25
5.3 Algemene beschrijving DAAN concept	26
5.4 Carbon Leakage compensatie	27
5.5 Het DAAN Rekenmodel	28
5.5.1 Review van het rekenmodel	28
5.5.2 Prijsprojecties voor doorrekening DAAN rekenvoorbeeld	29
5.5.3 Kosteneffectiviteit DAAN concept	30
5.6 Discussie en conclusies bij het DAAN concept	32
Referenties	33
Bijlage A Algemene toelichting kostendaling door leereffecten	36
Bijlage B Leercurveberekeningen	37
Bijlage C Gehanteerde parameters voor berekening van productiekosten en basisbedrag	38
Bijlage D Toelichting leercurveberekeningen voor wind op land	39
Bijlage E Toelichting leercurveberekeningen wind op zee	41
Bijlage F Inputparameters voor DAAN rekenmodel	42
Bijlage G Resultaattabellen van het DAAN rekenmodel: CO ₂ -besparingskosten	43

Lijst van tabellen

Tabel 2.1	<i>Gehanteerde brandstofprijzen (€₂₀₀₈/GJ) en CO₂-prijzen (€₂₀₀₈/ton) voor de verschillende scenario's bij verschillende zichtjaren</i>	9
Tabel 2.2	<i>Groothandelsmarktprijzen in 2020-2030, in €2008/MWh. De prijzen zijn uitgemiddeld over 5 jaren rondom het zichtjaar</i>	10
Tabel 3.1	<i>Opbouw van het basisbedrag voor de SDE</i>	13
Tabel 3.2	<i>Verwachte ontwikkeling van cumulatieve capaciteit (EWEA, 2008; GWEC, 2006)</i>	14
Tabel 3.3	<i>Kostenopbouw investering wind op land op basis van een bottom-upbenadering (Van Tilburg, Cleijne, 2008a) en een top-downbenadering (Lako, 2008)</i>	15
Tabel 3.4	<i>Kostenopbouw wind op land bij 2200 vollasturen per jaar; tussen haakjes de minimum- en maximumvariant</i>	15
Tabel 3.5	<i>Kostenopbouw investering wind op zee, referentiepark op 40 km van de Hollandse kust</i>	16
Tabel 3.6	<i>Kostenopbouw wind op zee voor de Hollandse kust (bedragen in €2008)</i>	16
Tabel 3.7	<i>Kostenopbouw zon-PV uitgaande van een 100 kW_p referentiesysteem</i>	17
Tabel 3.8	<i>Brandstofsubstitutiekosten voor biomassa meestook in kolencentrales</i>	18
Tabel 3.9	<i>Kostenopbouw biomassa verbrandingsinstallaties</i>	19
Tabel 3.10	<i>Kostenopbouw biomassa vergistingsinstallaties</i>	20
Tabel 5.1	<i>Aangepaste vaste afnameprijzen per scenario en technologie; dit is de berekende break-even prijs van 'DAAN' t.o.v. 'SDE +CL'</i>	30
Tabel C.1	<i>Parameters gehanteerd voor berekeningen</i>	38
Tabel D.1	<i>Kostenopbouw van een turbine op basis van (Van Tilburg, 2008a; Lako, 2008; EWEA, 2009). Onderverdeling in staalgebonden kosten en niet-staalgebonden kosten is arbitraire werkhypothese</i>	39
Tabel D.2	<i>Leeronderdelen van windprojecten op land</i>	39
Tabel D.3	<i>Berekening van de kostendalingen tot 2020 voor windprojecten op land</i>	40
Tabel E.1	<i>Leeronderdelen van windprojecten op zee</i>	41
Tabel E.2	<i>Berekening van de kostendalingen tot 2020 voor windprojecten op zee</i>	41
Tabel F.1	<i>Gemiddelde prijzen onder het PC scenario onder verschillende inflatierates; de gepresenteerde prijzen vormen de daadwerkelijke input voor het DAAN rekenmodel. De periode waarover gemiddeld is, varieert (zie hoofdstekst) om aan te sluiten bij de relevante subsidieperiode</i>	42
Tabel F.2	<i>Gemiddelde prijzen onder het RR scenario onder verschillende inflatierates; de gepresenteerde prijzen vormen de daadwerkelijke input voor het DAAN rekenmodel</i>	42
Tabel F.3	<i>Gemiddelde prijzen onder het URGE-20 scenario onder verschillende inflatierates; de gepresenteerde prijzen vormen de daadwerkelijke input voor het DAAN rekenmodel</i>	42
Tabel F.4	<i>Gemiddelde prijzen onder het URGE-35 scenario onder verschillende inflatierates; de gepresenteerde prijzen vormen de daadwerkelijke input voor het DAAN rekenmodel</i>	42
Tabel G.1	<i>Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het PC prijspad en 0% inflatie</i>	43
Tabel G.2	<i>Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het PC prijspad en 1% inflatie</i>	43
Tabel G.3	<i>Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het PC prijspad en 2% inflatie</i>	43
Tabel G.4	<i>Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het RR prijspad en 0% inflatie</i>	44
Tabel G.5	<i>Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het RR prijspad en 1% inflatie</i>	44
Tabel G.6	<i>Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het RR prijspad en 2% inflatie</i>	44
Tabel G.7	<i>Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het URGE-20 prijspad en 0% inflatie</i>	44
Tabel G.8	<i>Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het URGE-20 prijspad en 1% inflatie</i>	45
Tabel G.9	<i>Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het URGE-20 prijspad en 2% inflatie</i>	45
Tabel G.10	<i>Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het URGE-35 prijspad en 0% inflatie</i>	45
Tabel G.11	<i>Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het URGE-35 prijspad en 1% inflatie</i>	45
Tabel G.12	<i>Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het URGE-35 prijspad en 2% inflatie</i>	46

Lijst van figuren

Figuur 2.1	<i>Brandstofprijsontwikkelingen voor het Power Choices (PC) scenario en het referentieramingen vaststaand beleid (RR2010-V) scenario voor de periode 2013-2030</i>	9
Figuur 2.2	<i>Verschillende projecties van de gemiddelde elektriciteitsprijs voor de periode 2013-2030 voor het PC-scenario, ook met lage CO₂-prijs, en het scenario RR2010-V. Deze elektriciteitsprijs is een gemiddelde over dal, plateau en piek per jaar</i>	11
Figuur 2.3	<i>Gemiddelde productiekosten van elektriciteit in Noordwest Europa (figuur gebaseerd op gegevens uit (EC, 2010a). De toegepaste CO₂-prijs is op de rechter-as af te lezen.</i>	12
Figuur 4.1	<i>Een overzicht van verwachte elektriciteitsprijzen en productiekosten van elektriciteit zowel op fossiele basis als op hernieuwbare basis</i>	22
Figuur 5.1	<i>Werking van de SDE regeling voor een fictieve case</i>	25
Figuur 5.2	<i>DAAN concept in terminologie van de huidige SDE regeling met een vaste afnameprijs voor elektriciteit van 50 €/MWh (figuur is beschikbaar gesteld door DAAN initiatiefnemers)</i>	26
Figuur 5.3	<i>Vergelijking van de gemiddelde overheidsuitgaven voor SDE + CL (dit is de referentiesituatie) versus het DAAN rekenvoorbeeld per opwekkingstechnologie voor hernieuwbare elektriciteit. Voor de referentiesituatie is er uitgegaan van SDE volgens huidige voorwaarden en een CL vergoeding per afgenomen MWh voor de grote bedrijven. De gehanteerde inflatie is in de figuur aangegeven. Voor de meeste scenario's is gerekend met een vaste afnameprijs voor elektriciteit in de DAAN cases van 50 €/MWh. Deze is aangepast voor de volgende scenario's: PC 1% (wind: 52€/MWh, biomassa: 54 €/MWh), PC 2% (wind: 59 €/MWh, biomassa: 62 €/MWh), RR 2% (wind: 56 €/MWh, biomassa: 58 €/MWh) en URGE-20 2% (wind: 53 €/MWh, biomassa: 56 €/MWh)</i>	31
Figuur A.1	<i>Opsplitsing van een technologie in kostencomponenten</i>	36

Samenvatting

De Nederlandse metaalindustrie en metaalgieterijen participeren in convenanten om hun productie energie-efficiënter uit te voeren. In samenspraak met AgentschapNL heeft deze sector besloten om een 'Roadmap 2030' te ontwikkelen, waarin verschillende strategieën worden geschetst om energie-efficiëntie te bereiken. Onderdeel hiervan is de mogelijke toepassing van hernieuwbare elektriciteit, opgewekt via derden of direct voor eigen gebruik. De metaalsector heeft daarom ECN gevraagd wat de verwachte kosten en baten zijn van een omschakeling naar de hernieuwbare elektriciteitsopties: zon (PV), wind en biomassa op de korte en lange termijn en wat volgt uit een vergelijking van de kosten met de baten. In aanvulling hierop is een nieuw door de sector voorgesteld subsidievoorstel (het 'DAAN' concept) voor hernieuwbare elektriciteit geanalyseerd.

Uit dit onderzoek blijkt dat tot 2020, behoudens gunstige omstandigheden voor wind op land en biomassameestook, hernieuwbare elektriciteit op of boven de gemiddelde elektriciteitsprijs wordt geproduceerd en dat de kosten hoger zijn dan de baten. Hoewel de onzekerheid toeneemt, laat de doorkijk voor de periode 2020-2030 zien dat de productiekosten van wind op land dan onder de verwachte gemiddelde elektriciteitsprijs liggen. Tot 2020 blijven subsidies in ieder geval noodzakelijk om de onrendabele top van de opgewekte duurzame elektriciteit, te overbruggen. De aantrekkelijkheid van deze subsidies is voor een deel van de afnemers afhankelijk van de vormgeving en voorwaarden ervan. Verduurzaming van het productieproces middels hernieuwbare elektriciteit is dan ook mede daarvan afhankelijk.

Bij het subsidieconcept, dat is voorgesteld door de sector, wordt de bestaande SDE-subsidie voor hernieuwbare elektriciteit gecombineerd met een vaste (gegarandeerde) afnameprijs voor elektriciteit voor de industriële afnemers van hernieuwbare elektriciteit. Hierdoor wordt de huidige 'premium feed-in' subsidie gewijzigd in een 'feed-in' subsidie. Exploitanten kunnen, door de afname voor een gegarandeerde prijs, tegen lagere kosten hernieuwbare elektriciteit opwekken. In deze analyse zijn de kosten en baten van dit concept gekwantificeerd. De potentiële toename in kosten voor de Nederlandse overheid wordt gemitigeerd door de industriële afnemers middels financiering van het verschil met de zogeheten Carbon Leakage compensatie. Deze vergoeding is relevant vanaf 2013 als ETS Phase 3 ingaat en dient om Carbon Leakage van de industrie te voorkomen. De potentiële toename in kosten van het voorgestelde subsidiesysteem voor de Nederlandse overheid hangt af van de hoogte van de vaste afnameprijs voor elektriciteit, welke wordt betaald door de industriële afnemers, en de toegepaste prijsscenario's.

Modelberekeningen met het voorgestelde subsidieconcept voor elektriciteitsopwekking met windturbines en thermische biomassaconversie laten zien dat onder de meeste elektriciteitsprijsscenario's een vaste afnameprijs van 50 €/MWh met aanvullende financiering uit de Carbon Leakage compensatie resulteert in een netto afname van de kosten voor de Nederlandse overheid. In een aantal scenario's is de vaste afnameprijs echter aangepast, tot maximaal 62 €/MWh, om te voorkomen dat de Nederlandse overheid een toename in kosten zou ervaren. Overigens is ten tijde van deze studie nog geen definitieve berekeningsmethodiek van Carbon Leakage compensatie vastgesteld. Voor aanvullende financiering is dit een belangrijk gegeven. De aannames voor de berekening van Carbon Leakage compensatie uit het beoordeelde rekenvoorbeeld is voor deze analyse verder niet gewijzigd.

1. Inleiding

Binnen de Meerjarenaafspraken energie efficiency (MJA en MEE convenanten) wordt gewerkt aan uitvoering en monitoring van energie-efficiëntieverbeteringen in het bedrijfsleven. Deze verbeteringen kunnen volgens afspraken met AgentschapNL (voorheen SenterNovem) plaatsvinden door procesverbetering op de inrichting zelf, door de inzet van duurzame energie en door energie-efficiëntieverbetering in de keten. Onderdeel van de convenanten is daarnaast het ontwikkelen van een routekaart voor 2030.

Ook de Nederlandse metaalindustrie en metaalgieterijen nemen deel aan deze convenanten. In samenspraak met AgentschapNL wil deze sector een 'Roadmap 2030' ontwikkelen om te komen tot een duurzame energieopwekking en energie-efficiëntieverbetering op kosteneffectieve wijze. Het doel is om *energiezuinig*, *materiaalefficiënt* en *duurzaam* te produceren. Bij slimme inzet op deze speerpunten behoudt de Nederlandse metaalindustrie een voorsprong ten opzichte van concurrerende bedrijven, omdat deze sector een relatief energie-intensieve sector is. De roadmap focust op de jaren 2015, 2020 en 2030. In meerdere projectteams wordt deze Roadmap uitgewerkt. Gestreefd wordt naar een minimale verbetering van de energie-efficiëntie met 50% in 2030 (VNMI, 2009). De metaalindustrie verwacht dat mogelijke potentiëlen voor verbetering als volgt verdeeld zijn (VNMI, 2010):

- Productie- en procesefficiency: 20% verbetering.
- Ketenefficiency: 20% verbetering.
- Duurzame energie: een aandeel van 10%.

Omdat de sector, gezien de internationale concurrentie, kostenvoorwaarden stelt aan de te ontwikkelen energie-efficiëntieverbeteringen, is het van belang dat de sector inzicht heeft in de verwachte kostenontwikkeling van duurzame elektriciteit en van elektriciteitsprijzen. Daarom is de centrale onderzoeksvraag: wat zijn de verwachte kosten en baten van een omschakeling naar de hernieuwbare elektriciteitsopties: zon (PV), wind en biomassa op respectievelijk de korte en de lange termijn? In aanvulling hierop is op verzoek van de metaalsector een nieuw subsidievoorstel voor hernieuwbare elektriciteit geanalyseerd.

1.1 Leeswijzer

Om inzicht te krijgen in de elektriciteitsprijs, om deze te vergelijken met de productiekosten van elektriciteit, is op verzoek van de sector een elektriciteitsprijsscenario ontwikkeld en uitgewerkt in Hoofdstuk 2. Gezien het internationale karakter van de sector, de directe concurrentie uit omliggende landen in Noordwest-Europa en mogelijke concurrentie uit China, zijn de verwachte productiekosten van elektriciteit of bepalende factoren daarin, in deze landen eveneens geschetst in Hoofdstuk 2. In Hoofdstuk 3 zijn de kostenverwachtingen van hernieuwbare elektriciteitsopties op korte en lange termijn beschreven. In Hoofdstuk 4 zijn de kosten van hernieuwbare elektriciteit en de baten met elkaar vergeleken. In Hoofdstuk 5 is het subsidievoorstel voor hernieuwbare elektriciteit geanalyseerd.

2. Elektriciteitsprijsontwikkeling: een scenario

2.1 Inleiding

In dit hoofdstuk is een elektriciteitsprijsprojectie beschreven. In samenspraak met de metaalsector is het brandstofprijspad uit het Eurelectric Power Choices scenario overgenomen. Ter vergelijking is de recente prijsprojectie uit de Referentieraming energie en emissies 2010-2020 (beleidsvariant: RR2010-V) hier eveneens opgenomen (Daniëls & Kruitwagen, 2010). De berekende elektriciteitsprijzen zijn beschreven in Paragraaf 2.3.

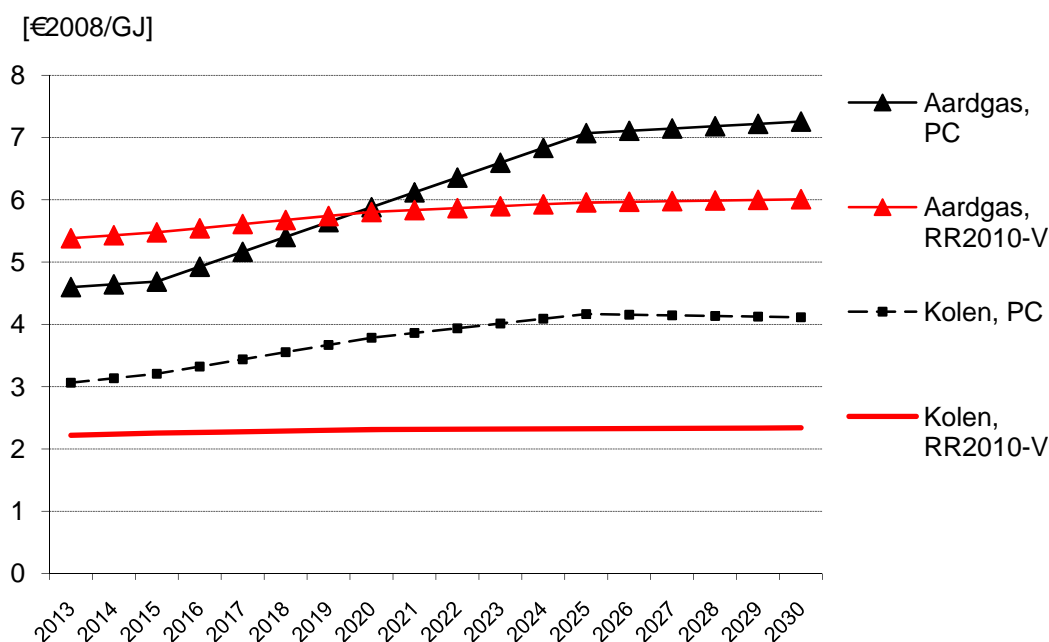
De elektriciteitsprijs wordt niet alleen bepaald door de brandstofprijzen, maar ook door het elektriciteitspark dat de elektriciteit opwekt en de vraag naar elektriciteit. Voor de berekening van een elektriciteitsprijspad op basis van de brandstofprijzen uit het Eurelectric Power Choices scenario (PC) is verder gebruik gemaakt van de meest recente inzichten ten aanzien van elektriciteitsopwekking uit de Referentieraming Energie en Emissies 2010-2020 (§ 4.1 in: Daniëls & Kruitwagen, 2010).

Het belangrijkste verschil tussen de prijsprojectie van elektriciteit in RR2010-V en de prijsprojectie van elektriciteit op basis van Eurelectric Power Choices (PC) is het hogere brandstofprijspad voor steenkool en aardgas in PC. ECN heeft de brandstofprijzen van het PC-scenario voor de EU-27 overgenomen (Eurelectric, 2009) en naast de brandstofprijsprijsprojectie voor RR2010-V gelegd (zie ook Figuur 2.1). De brandstofprijzen voor PC liggen globaal op hetzelfde niveau als de brandstofprijzen die het IEA in de World Energy Outlook 2009 heeft gehanteerd (IEA, 2009).

Voor het scenario RR2010-V is voor de periode 2020-2030 een stijgende CO₂-prijs aangenomen, die in 2030 gelijk is aan 40 €/ton CO₂. Dit prijspad is ook gehanteerd voor het PC-scenario, maar daarnaast is op verzoek van de metaalsector ook gerekend met een lagere CO₂-prijs voor de periode 2020-2030, nl. 25 €/ton CO₂ constant, zie tabel 2.1.

2.2 Brandstofprijzen

In Figuur 2.1 staan de brandstofprijzen uit het RR2010-V en het PC-scenario van Eurelectric weergegeven (Eurelectric, 2009). Vooral de steenkoolprijs verschilt en na 2015 treden er ook duidelijke verschillen op bij de aardgasprijs. Dat is ook op te maken uit de verhouding aardgasprijs/kolenprijs in beide ramingen. Een overzicht van de brandstof- en CO₂-prijzen uit het PC-scenario is gegeven in Tabel 2.1; ter vergelijking zijn ook de brandstof- en CO₂-prijzen voor het scenario RR2010-V gegeven.



Figuur 2.1 Brandstofprijzontwikkelingen voor het Power Choices (PC) scenario en het referentieramingen vaststaand beleid (RR2010-V) scenario voor de periode 2013-2030

Tabel 2.1 Gehanteerde brandstofprijzen (€/2008/GJ) en CO₂-prijzen (€/2008/ton) voor de verschillende scenario's bij verschillende zichtjaren

	Referentieramingen [RR2010-V]			Eurelectric Power Choices			Eurelectric Power Choices (lage [CO ₂ -prijs])		
	Aardgas	Kolen	CO ₂	Aardgas	Kolen	CO ₂	Aardgas	Kolen	CO ₂
2013	5,4	2,2	20	4,6	3,1	20	4,6	3,1	20
2015	5,5	2,3	20	4,7	3,2	20	4,7	3,2	20
2020	5,8	2,3	20	5,9	3,8	20	5,9	3,8	25
2025	6,0	2,3	30	7,1	4,2	30	7,1	4,2	25
2030	6,0	2,3	40	7,3	4,1	40	7,3	4,1	25

Overigens zijn in recente scenario's voor de Europese Commissie (EC) met het PRIMES model weer andere brandstofprijzspaden benut, die zijn gecombineerd met alternatieve CO₂-prijzspaden (EC, 2010a). Het CO₂-prijzspad uit deze recente scenario's voor de EC is goed vergelijkbaar met de laatste ECN referentieraming (RR2010-V). De kolenprijs uit die recente scenario's van de EC is beduidend hoger dan het vorige EC-scenario (uit 2008) dat voor RR2010-V de basis heeft gevormd. De kolenprijs uit het Eurelectric Power Choices scenario is hoger en sluit beter aan bij de scenario's van EC uit 2010 en recente inzichten over de toekomstige kolenprijs. Het Eurelectric Power Choices scenario heeft tevens op de langere termijn (2020-2030) een hogere aardgasprijs.

2.3 Elektriciteitsmarktprijzen

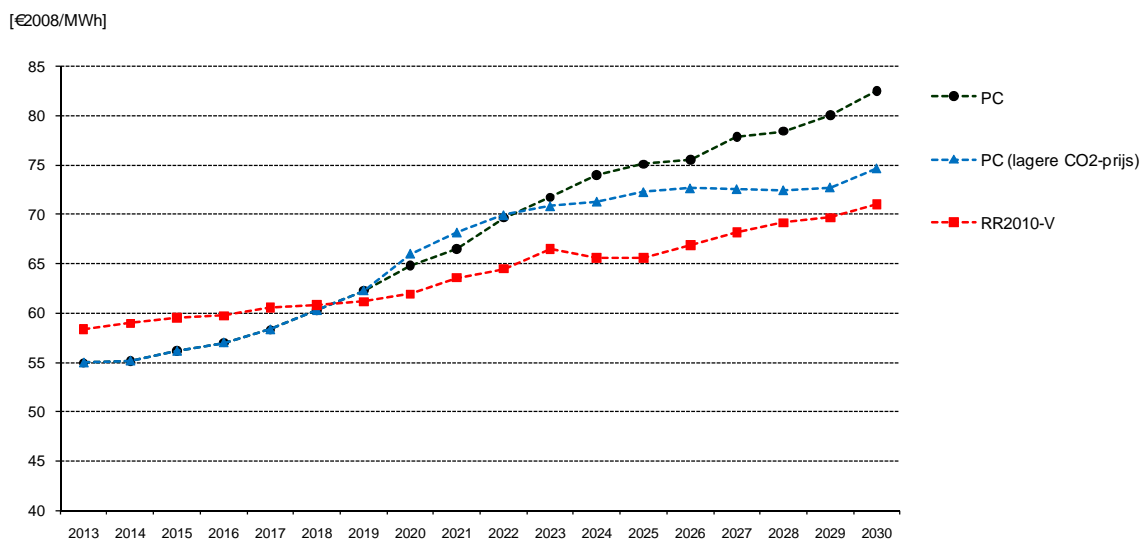
Met behulp van het POWERS-model van ECN is op basis van de veronderstelde brandstofprijzen en de CO₂-prijzen uit de eerder beschreven scenario's, de elektriciteitsprijs voor de Nederlandse groothandelsmarkt uitgerekend. De resultaten van deze berekeningen staan in Figuur 2.2. Voor een beschrijving van het POWERS-model wordt verwezen naar (Seebregts et al, 2005; Seebregts & Groenenberg, 2009). Verder is, zoals eerder beschreven, gebruik gemaakt van de meest recente inzichten ten aanzien van elektriciteitsopwekking uit de Referentieraming energie en emissies 2010-2020 (Daniëls & Kruitwagen, 2010).

Uit de analyse blijkt dat de plateau-uren qua prijsniveau vergelijkbaar zijn met de daluren. In Tabel 2.2 is voor deze perioden (resp. piek, plateau en dal periode) de elektriciteitsprijs weergegeven, uitgemiddeld over 5 jaren rondom het zichtjaar voor de periode 2015-2030. In Figuur 2.2 is de gemiddelde elektriciteitsprijs per jaar weergegeven voor de periode 2013-2030.

Tabel 2.2 *Groothandelsmarktprijzen in 2020-2030, in €2008/MWh. De prijzen zijn uitgemiddeld over 5 jaren rondom het zichtjaar*

	2015	2020	2025	2030
<i>PC (hoge brandstofprijzen)</i>				
Dal	51	59	69	72
Plateau	55	63	73	79
Piek	75	84	96	106
Gemiddelde prijs	56	65	75	80
<i>PC (hoge brandstofprijzen, lagere CO₂-prijs)</i>				
Dal	51	60	66	66
Plateau	55	63	70	73
Piek	75	85	92	96
Gemiddelde prijs	56	65	72	74
<i>RR2010-V</i>				
Dal	50	52	56	59
Plateau	60	62	63	68
Piek	83	85	87	91
Gemiddelde prijs	59	61	64	68

Piek is gedefinieerd van 7.00u-10.00u en 16.00u-19.00u op werkdagen. Plateau is gedefinieerd van 10.00u-16.00u en 19.00u-23.00u op werkdagen. Dal omvat het weekend en de nachturen, 23.00u-7.00u.



Figuur 2.2 *Verskillende projecties van de gemiddelde elektriciteitsprijs voor de periode 2013-2030 voor het PC-scenario, ook met lage CO₂-prijs, en het scenario RR2010-V. Deze elektriciteitsprijs is een gemiddelde over dal, plateau en piek per jaar*

De marktprijzen van elektriciteit komen tot stand op basis van een aantal factoren, zoals fossiele brandstofprijzen (kolen en aardgas), de CO₂-prijs, de hoogte van de elektriciteitsvraag, en de omvang en samenstelling van het productievermogen (in Nederland en buurlanden). De verwachte groothandelsmarktprijzen zijn in Hoofdstuk 4 vergeleken met de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit en met de productiekosten van elektriciteit op basis van kerncentrales.

2.4 Productiekosten in Nederland vergeleken met het buitenland

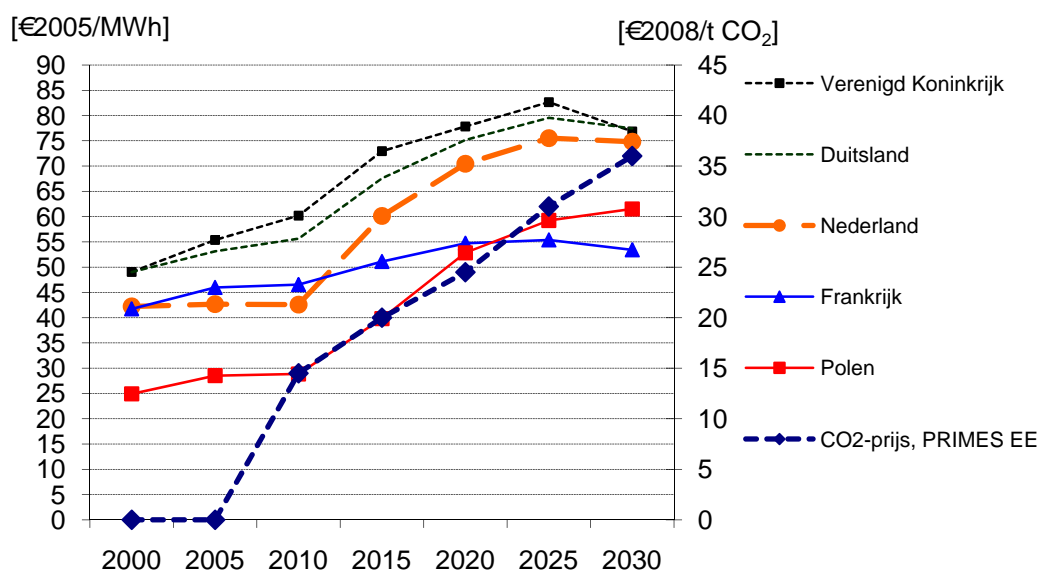
Zoals eerder beschreven kent de metaalindustrie een internationaal karakter. Vanwege concurrentie uit het buitenland is, op verzoek van de metaalsector, de kostprijs van elektriciteit binnen Noordwest-Europa vergeleken met Nederland om mogelijke gevolgen hiervan in te schatten voor de Nederlandse metaalindustrie. Ook trends in China zijn beschreven, omdat de metaalsector een toenemende concurrentie uit dit land blijkt te ervaren.

Kostprijs van elektriciteit binnen Noordwest-Europa

In een recent PRIMES scenario (EU Energy Trends to 2030, september 2010) zijn de gemiddelde kostprijzen van de elektriciteitsproductie voor een aantal landen in Noordwest-Europa bepaald. De CO₂-prijs die in de RR2010-V en PC scenario's is gehanteerd en in het betreffende PRIMES scenario is gehanteerd, zijn goed met elkaar vergelijkbaar; de gasprijzen liggen wel hoger in dit PRIMES scenario. Uit dit PRIMES scenario blijkt dat de gemiddelde kostprijs in Duitsland en Nederland flink oploopt in de periode 2010-2030. Dit wordt veroorzaakt door stijgende fossiele brandstofprijzen en een stijgende CO₂-prijs. In een land als Frankrijk, met ca. 80% productieaandeel aan nucleaire capaciteit is dat veel minder het geval. Het verschil in 2030 bedraagt ca. 20 €/MWh (zie ook Figuur 2.3). In 2005 en 2010 zijn die verschillen veel kleiner. De gemiddelde productiekosten zijn slechts beperkt gecorreleerd met de elektriciteitsmarktprijs.

Door de toenemende koppeling binnen de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt zullen de marktprijzen van de verschillende landen naar elkaar convergeren. Echter, landen en elektriciteitsbedrijven in die landen met gemiddeld lagere productiekosten, hebben dan de mogelijkheid om in specifieke situaties contracten af te sluiten die onder de gemiddelde marktprijs kan liggen

(zogenoemde cost-plus contracten). Figuur 2.3 laat zien dat Frankrijk op de termijn 2015-2030 een voordeel heeft ten opzichte van Nederland, Duitsland en Verenigd Koninkrijk.



Figuur 2.3 Gemiddelde productiekosten van elektriciteit in Noordwest Europa (figuur gebaseerd op gegevens uit (EC, 2010a). De toegepaste CO₂-prijs is op de rechter-as af te lezen.

Kostprijs van elektriciteit in China

In (OECD, 2010) staan in de bijlage kostschattingen voor verschillende opwekkingstechnologieën in China: kerncentrales, kolencentrales, gascentrales, windenergie, waterkracht en zonn-PV. De OECD (OECD, 2010) heeft geen integrale kostprijs in termen van USD/MWh kunnen bepalen voor China. Wel zijn onderliggende techno-economische parameters voor investeringskosten, brandstofprijzen en load factoren (dat is de gemiddelde beschikbaarheid van centrales) gegeven. De investeringskosten voor nieuwe centrales zijn in China beduidend lager dan in Europa. Dat betekent een veel lagere kostprijs voor met name kolen- en kerncentrales in China, dan in Europa.

De elektriciteitsmarktprijs in een land als China komt niet tot stand zoals in een geliberaliseerde elektriciteitsmarkt als Europa. De kostprijzen voor verschillende opwekkingstechnologieën geven wel een indicatie voor de mate waarin de marktprijs in China lager kan zijn dan in Europa. De mate waarin in China, net als in Europese landen, tussen productiebedrijven en grote afnemers bilateraal voordelige contracten kunnen worden afgesloten, is niet bekend. Dat vergt een detailanalyse en -onderzoek, buiten de scope van de onderhavige studie.

3. Kostenontwikkeling hernieuwbare elektriciteit

In dit hoofdstuk worden de kostenontwikkelingen beschreven van elektriciteitsopwekking met windenergie op basis van windturbines op land en op zee (wind onshore en wind offshore), zonne-energie met fotovoltaïsche cellen (afgekort tot zon-PV) en biomassa op basis van meestook, zelfstandige biomassaverbranding en zelfstandige biomassavergisting. Het startjaar voor de berekening van de kostenontwikkelingen is 2008. Alle kosten worden uitgedrukt in constante prijzen van 2008. Het uitgangspunt voor de inschatting van de huidige kosten zijn de berekeningen die ten grondslag liggen aan de Referentieraming Energie en Emissies 2010-2020 (Daniëls & Kruitwagen, 2010).

Voor projecties van toekomstige kostenontwikkelingen wordt aangesloten bij de leercurvebenadering (Junginger *et al.*, 2008). Dit is een veelgebruikte methodiek om de kostenontwikkeling van technologieën te projecteren. Hierbij worden de kosten van een bepaalde technologie uitgezet tegen de cumulatief geïnstalleerde capaciteit. De leercurve is in zichzelf geen oorzaak van kostendaling, maar beschrijft een typische kostendaling welke kan worden doorlopen voor bepaalde componenten van een installatie. Door het effect van learning-by-doing, wordt een kostendaling veroorzaakt waardoor een technologie sneller en goedkoper is te realiseren. Voor een algemene toelichting op leercurveberekeningen, zie Bijlage A. Voor een mathematische toelichting op leercurveberekeningen, zoals gehanteerd voor berekeningen voor windenergie en zon-PV, zie ook Bijlage B (Schoots, 2010).

De resultaten worden weergegeven als het basisbedrag, wat een veelgebruikt concept is voor berekeningen de Stimuleringsregeling Duurzame Energie (SDE). De opbouw van het basisbedrag is beschreven in Tabel 3.1. In deze berekeningsmethode wordt rekening gehouden met financieel beleid in Nederland dat investering in hernieuwbare energie stimuleert, zoals de EIA (Energie Investerings Aftrek) en de Groenregeling, welke beide fiscale maatregelen zijn. Binnen de SDE regeling worden de profielkosten en onbalanskosten apart afgedekt en hoeven niet meegenomen te worden in de berekening van het basisbedrag. Voor het basisbedrag moeten nog wel de transactiekosten (kosten gemaakt voor een transactie voor levering aan het net) en de minimumprijspremie (een verzekering die een bodemprijs voor de exploitant garandeert) worden meeberekend (zie Tabel 3.1). Verder is aangenomen dat het flankerend beleid ongewijzigd van kracht blijft. In Bijlage C zijn verdere parameters opgenomen die van belang zijn voor de berekening van de basisbedragen.

Tabel 3.1 *Opbouw van het basisbedrag voor de SDE*

	Basisbedrag
Investeringskosten	●
O&M kosten	●
Brandstofkosten	●
Kapitaalkosten	●
Profielkosten	-
Onbalanskosten	-
Transactiekosten	●
Minimumprijspremie	●
EIA	●
Groenregeling	●

Op basis van de verwachting aan cumulatieve capaciteit van een technologie en technologische ontwikkelingen is de verwachte kostendaling voor 2020 berekend en als referentiewaarde weergegeven. Een minimale en maximale verwachte kostendaling is eveneens berekend en vormt de bandbreedte waarbinnen de kostendaling naar alle waarschijnlijkheid zal blijven.

De kostenverwachtingen voor 2030 zijn gebaseerd op een extrapolatie van de berekende kosten voor 2020, zowel voor de referentiewaarde als de minimale en maximale verwachte kostendaling.

Toekomstige ontwikkelingen zijn niet met zekerheid te voorspellen. Op basis van kennis en expertise zijn de aannames gebaseerd op bronnen en inzichten waarover consensus heerst voor een bepaalde technologie en die intern consistent zijn. In realiteit kunnen ontwikkelingen echter anders verlopen dan is aangenomen, waardoor kostenverwachtingen anders uit kunnen vallen dan hier is berekend.

3.1 Wind algemeen

Windtechnologie wordt zowel op zee als op land toegepast en op wereldschaal zullen deze toepassingsvormen naar verwachting doorgroeien. Een overzicht van schattingen van de groei van de cumulatief geïnstalleerde vermogens, staat in Tabel 3.2. Deze gegevens zijn voor dit rapport gebruikt.

Tabel 3.2 *Verwachte ontwikkeling van cumulatieve capaciteit (EWEA, 2008; GWEC, 2006)*

		Stand eind 2007 [GW]	Referentie 2020 [GW]	Minimum 2020 [GW]	Maximum 2020 [GW]
Europees	Europees cumulatief vermogen, op land en op zee	56	180	140	240
Mondiaal	Mondiaal cumulatief vermogen, op land en op zee	94	560	230	1070
Onshore	Europees cumulatief vermogen, op land	55	145	113	181
Offshore	Europees cumulatief vermogen, op zee	1,3	35	27	59

Windturbines voor op land verschillen niet veel van windturbines op zee, en aangenomen wordt dat een belangrijk deel van de turbinekosten een gezamenlijk kostendaling afleggen. De productiecosten van windturbines zijn gedaald: meer dan 50% kostendaling is waargenomen sinds het begin van de jaren '80. Opschaling van de grootte en capaciteit van windturbines is daarvan de belangrijkste driver geweest: 15 kW turbines werden begin jaren '80 gerealiseerd tegen 5 MW turbines vandaag. Opschaling van turbines was mede mogelijk door nieuwe technische mogelijkheden, zoals 'pitch-regulation' (regelen van de stand van de turbine t.o.v. de windrichting), synchrone generatoren, nieuwe materialen voor de steeds groter wordende wieken, electronica-ontwikkelingen en specialisatie van standaard-componenten voor de windenergie-sector, zoals de versnellingsbak, transformatoren en inverters. Kosten van funderingen, elektrische installaties, netwerkverbindingen etc. zijn eveneens gedaald met bijna 60% van 1980 tot 2000 (Junginger *et al.*, 2008).

Naast mondiale kostendalingen van de windturbines, zijn er kostencomponenten die uitsluitend betrekking hebben op landprojecten of zeeprojecten, waarvoor een regionale leercurve wordt verondersteld op Europese schaal.

3.2 Wind op land

Wind op land is een optie waarin op korte termijn in Nederland nog enige groei mogelijk is. Er zijn voldoende initiatieven om door te groeien tot 6000 MW, maar veel van deze initiatieven stuiten op bezwaren van diverse aard (Bosch *et al.*, 2008). Om meer exploitatie dan 4000 MW mogelijk te maken wordt doorgaans verondersteld dat hiervoor een structurele wijziging nodig

is in opvattingen over ruimtelijke ordening. Verondersteld wordt daarom een productiepark van ca. 4000 MW dat 9,0 TWh per jaar produceert, met iets meer dan 2200 vollasturen per jaar. Het investeringsbedrag voor een windpark bestaat uit verschillende componenten. Op hoofdlijnen kan een windpark in de volgende componenten worden onderverdeeld: de windturbines, de fundering, de elektrische infrastructuur, de netaansluiting en de civiele werken zoals bouwvoorbereiding en ontsluitingswegen. De variatie in de kosten van een windpark is groot: tussen de 860 en 1430 €/kW (Van Tilburg *et al*, 2008). Als referentiewaarde wordt 1250 €/kW_e gebruikt (zie Tabel 3.3). Van Tilburg & Cleijne schatten de kosten en kostenopbouw voornamelijk in door data op projectniveau te analyseren; in deze studie worden deze gegevens gebruikt. De kosteninschatting van Lako volgt door bedrijfsresultaten van grote fabrikanten in de windenergiesector te bestuderen.

Tabel 3.3 *Kostenopbouw investering wind op land op basis van een bottom-upbenadering (Van Tilburg, Cleijne, 2008a) en een top-downbenadering (Lako, 2008)*

		Kosten [€/kW]
Turbine	850	1060 (Lako, 2008)
Elektrische infrastructuur	100	
Fundering	85	320 (Lako, 2008)
Installatie en netaansluiting	125	
Civiele werken	90	
Totaal	1250	1380 (Lako, 2008)

De operatie- en onderhoudskosten (O&M-kosten) zijn op te splitsen in een bijdrage per kWh voor onderhoud, garanties, machinebreukverzekeringen en een productieverliesverzekering van in totaal 10,0 €/MWh in 2008. Zoals eerder aangegeven, is de aanname dat de O&M-kosten snel kunnen dalen. Verdere kostendaling zal vermoedelijk plaatsvinden op basis van lokale inpassing. Conform de berekening voor regionaal leren in Bijlage D, zullen deze dalen tot 8,4 (7,6-9,4) €/MWh voor windprojecten die in 2020 in productie gaan. Naast deze variabele kosten, zijn er ook jaarlijkse vaste kosten van 24 €/kW, waarvan 10 €/kW voor de netaansluitingskosten en 14 €/kW voor grondkosten en OZB. Aangenomen wordt dat deze kosten niet wijzigen.

Voor een windpark zijn de onbalanskosten geschat op 11% van de elektriciteitsprijs (6,6 €ct/kWh is de benadering voor de lange termijn elektriciteitsprijs die is gebruikt voor de SDE-prognoses in 2010)¹. In de minimum- en referentievariant wordt uitgegaan van een verbetering van de financieringsvoorwaarden, waardoor het eigen vermogen kan dalen van 20% naar 10%. In de maximumvariant blijft 20% eigen vermogen nodig. Deze varianten vormen de bandbreedte van het geprojecteerde basisbedrag voor 2020 (bandbreedte tussen haakjes in Tabel 3.4) en de bandbreedte voor de doorkijk naar 2030, terwijl de geprojecteerde kosten voor de referentiewaarde en de referentiewaarde zelf in Tabel 3.4 zijn opgenomen. In Bijlage D is een toelichting op de berekening opgenomen.

Tabel 3.4 *Kostenopbouw wind op land bij 2200 vollasturen per jaar; tussen haakjes de minimum- en maximumvariant*

		2008	2020	2030
Investeringskosten	[€/kW]	1250	1040	980
O&M kosten	[€/kW]	24	24	24
O&M kosten	[€/MWh]	10,0	8,4	8,1
Equity share	[%]	20	10	10
Basisbedrag	[€ct/kWh]	8,8	7,0 (6,0-8,4)	6,7 (5,6-8,2)

¹ Dit is de elektriciteitsprijs die gebruikt is voor de bevoorschotting van de SDE.

3.3 Wind offshore

Er is een behoorlijk kostenverschil tussen onshore turbines en offshore windturbines. Deels kan dit verklaard worden uit verschil in corrosie- en krachtbelasting, zoals betere 3-laags coating, verwarming, aanpassingen aan de lagers en tandwielkasten, en stevigere masten (klasse IA-hoge windsnelheid i.p.v. IIA-medium windsnelheid). Toch is een turbine voor offshore qua ontwerp grotendeels gelijk aan een landturbine. Een *dedicated* offshore-turbine wordt nog niet aangeboden op de markt. Een deel van het kostenverschil kan het best getypeerd worden als *marge*. Gezien de praktijkervaringen bij offshore windparken en dienovereenkomstige verhoogde risico-inschatting, valt ook een rechtvaardiging te geven aan het in rekening brengen van een extra marge. Als gevolg zullen de kosten van de turbines naar elkaar toe bewegen. In Tabel 3.5 staat de kostenopbouw van wind op zee. Merk op dat de kosten van wind op zee sterk kunnen afhangen van de lokale omstandigheden.

Tabel 3.5 *Kostenopbouw investering wind op zee, referentiepark op 40 km van de Hollandse kust*

Onderdeel	Kosten [€2008/kW]
Turbine	1507
Fundering	708
Elektra	304
Transport & Bouw	639
Overige kosten	444
Totaal	3602

Voor wind op zee wordt onderscheid gemaakt in staalgebonden kosten, turbinekosten, snel lerende offshore componenten en langzaam lerende offshore componenten. In Bijlage E is een toelichting opgenomen voor deze componenten.

De financiering is in 2010 nog erg risicovol en in de kapitaalkosten wordt daarom 40% eigen vermogen meegenomen. In 2020 zal een deel van dit risico zijn weggenomen vanwege betere voorspelbaarheid en ervaring. Omdat het een risicovolle onderneming blijft, vooral in de bouw-fase, wordt ook in 2020 alsnog 25% equity gehanteerd. Voor offshore wind gaan we uit van onbalanskosten van 7% van de elektriciteitsprijs. Dit is minder dan bij wind op land, vooral wegens de hogere bedrijfstijd, maar ook vanwege de grotere geografische spreiding van de turbines en constantere windcondities op zee. De geprojecteerde kosten voor de referentiewaarde en de referentiewaarde zelf in Tabel 3.6 zijn opgenomen met een doorkijk naar 2030, die is gebaseerd op een extrapolatie van de berekende kosten voor 2020. De minimum en maximumvariant vormen de bandbreedte en zijn tussen haakjes opgenomen. Voor een toelichting op de berekening wordt naar Bijlage E verwezen.

Zoals uit vergelijking van Tabel 3.6 met Tabel 3.4 blijkt, is offshore wind in opgewekte kosten ca. 2x duurder dan onshore wind. Dit verschil ligt met name in kosten van de fundering, het transport en de installatie.

Tabel 3.6 *Kostenopbouw wind op zee voor de Hollandse kust (bedragen in €2008)*

	2010	2020	2030
Investeringskosten [€/kW]	3602	2935	2712
O&M kosten [€/(kW*jaar)]	113	93	84
Vollasturen [uren/jaar]	3629	3679	3712
Equity share [%]	40	25	25
Basisbedrag [€ct/kWh]	17,1	12,3 (10,2-14,0)	11,2 (8,7-13,0)

3.4 Zon-PV

De wereldmarkt voor zon-PV groeit al jaren zeer sterk. In 2010 wordt naar verwachting een vermogen van 10 - 16 GW_p gerealiseerd (EPIA, 2010). Sinds 2008 zijn de investeringskosten voor zon-PV met bijna 50% gedaald. Meerdere factoren hebben hieraan bijgedragen, waaronder: de toename van de productiecapaciteit van 'polysilicon', technologische ontwikkeling en keten optimalisatie. Ondanks de scherpe prijsdalingen, die ook voor de toekomst worden voorzien, is zon-PV vooralsnog een relatief dure vorm van hernieuwbare energie. Voor een inschatting van de kostprijs in 2020 en 2030 hebben we de leercurve methodiek toegepast uitgaande van een progress ratio (PR = 0,82) en projecties voor de groei van de wereldmarkt voor PV volgens het 'IEA roadmap vision scenario' (IEA, 2010). In de genoemde studie stijgt het cumulatief geïnstalleerd vermogen in 2020 tot 200 GW_p, om vervolgens verder op te lopen tot 900 GW_p. Voor onze analyse hebben we een update uitgevoerd van de analyse uit (IEA, 2010) door uit te gaan van de meest recente informatie op het gebied van investeringskosten en geïnstalleerd vermogen. Als startpunt van onze analyse is het cumulatief geïnstalleerd vermogen eind 2009 van 22,8 GW_p (Greenpeace/EPIA, 2010) en het niveau van investeringskosten in 2010 voor systemen met een omvang in de orde van 100 kW_p (Lensink *et al.* 2010) aangehouden. Naar verwachting stijgt de efficiency van zonnepanelen van ongeveer 16% nu tot 25% in 2030 (IEA, 2010). Voor de O&M kosten is 1% van de investeringskosten aangenomen. Voor berekening van de basisbedragen in Tabel 3.7 is gebruik gemaakt van de SDE cashflowmodellen. Uitgangspunten hierbij zijn een economische levensduur van 15 jaar en vereiste rendementen op vreemd en eigen vermogen van, respectievelijk, 6% en 15%. Verder is voor Nederland een aantal van 850 vollasturen aangenomen wat gebruikelijk is onder de SDE regeling. Deze aannames leiden tot basisbedragen van 18,1 €/kWh in 2020 en 12,3 €/kWh in 2030 (zie Tabel 3.7). De minimum en maximum bedragen in 2020 en 2030 zijn tot stand gekomen door variatie in de technologische leersnelheid van de sector, middels variatie van de progress ratio (van 0,8 tot 0,84). De hier gepresenteerde analyse gaat uit van een gematigde ontwikkeling van zon-PV (zowel wat betreft de leerratio als de marktontwikkeling). Er bestaan positievere scenario's zoals in (Greenpeace/EPIA, 2010), die veronderstellen kosteninschattingen voor het Nederlands zonaanbod van 8 tot 11 €/kWh in 2030.

Tabel 3.7 *Kostenopbouw zon-PV uitgaande van een 100 kW_p referentiesysteem*

	2008	2010	2020	2030
Investeringskosten[€/kW _e]	4500	2450	1375	925
O&M kosten [€/kW _e]	25,5	24,5	13,8	9,3
Brandstofkosten [€/GJ]	-	-	-	-
Equity share [%]	10	15	15	15
Basisbedrag [€/kWh]	58,9	32,0 ²	18,1 (16,4 -19,9)	12,3 (10,7 - 14,1)

3.5 Biomassameestook in kolencentrales

Het meestoken van biomassa in kolencentrales is relatief eenvoudig. Alle in Nederland bestaande centrales hebben inmiddels een investering gedaan voor meestook. De nieuwe centrales in Nederland hebben standaard de mogelijkheid om biomassa mee te stoken. Deze ontwerpkeuze wordt vooral ingegeven door brandstofflexibiliteit en wordt daarom niet toegerekend aan de opwekkingskosten van hernieuwbare elektriciteit. De volgende additionele investeringen zijn mogelijk (Lensink & Pfeiffer, 2009):

- Los- en opslagcapaciteit biomassa.*
- Transportvoorzieningen voor de biomassa vanaf opslag naar dagbunkers of evt. extra bunkers.*
- Aanpassingen aan de kolenmolen en transportsysteem naar branders.*
- Investering in aanvullende maalcapaciteit.

² De subsidiebasis voor 2010 komt niet overeen met het basisbedrag SDE 2010. De hier berekende subsidiebasis voor 2010 is ex-post berekend.

- Aanpassingskosten branders of evt. nieuwe branders.
- Investeringskosten in uitbreiding van de capaciteit van de ventilatoren.

Waarbij de investeringsposten gemarkeerd met * altijd gemaakt moeten worden, ongeacht het meestookpercentage. De omvang van de investeringen is een functie van de omvang (ton/h) biomassa inzet.

De kosten van biomassameestook zijn niet eenduidig te berekenen: er zijn meerdere berekeningsvarianten mogelijk. Hier wordt gerekend met de brandstofsubstitutiekosten, dat zijn de meerkosten van de vervanging van kolen door biomassa. Mogelijk dat correcties op deze kosten noodzakelijk zijn, zoals de gewenste investeringen of wegvallende kosten voor CO₂-rechten. De aantrekkelijkheid van de meestook van biomassa is onafhankelijk van de elektriciteitsprijs en kan worden beïnvloed door beleid.

Houtpellets zijn relatief duur. Ook agroresiduen zijn geschikt voor biomassa verbranding en veel goedkoper dan houtpellets. Voorbeelden van agroresiduen zijn palmpitschilfers, cacaopasta, cacaodoppen, olijfcake, stro, kokoschillen en pindadoppen. Aanbod en prijs zijn zeer gevoelig voor schommelingen in de voedselmarkt en sterk afhankelijk van oogstkwantiteiten. Mogelijke alternatieve toepassingen van agroresiduen, als (lokale) voedselproductie, veevoer en kunstmest, kan conflicteren met biomassaverbranding. Ook de acceptatiecriteria van verbrandingsinstallaties maakt toepassing van agroresiduen onzeker. Deze beperkingen in de toepassing van agroresiduen maakt de meestook van (geïmporteerde) houtpellets interessant. Er is aangenomen dat de brandstofsubstitutiekosten tot 2020 constant zullen blijven (Tabel 3.8). Onzekerheid over de prijzen voor dit type biomassa wordt hoofdzakelijk bepaald door onzekerheid over het toekomstig beleid voor meestook door de MEP-vrijval in de toekomst (Daniëls & Kruitwagen, 2010). De MEP (Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie) is een oude subsidieregeling voor hernieuwbare energie. De lopende beschikkingen voor biomassameestook zullen de komende jaren aflopen: de zogeheten MEP-vrijval. Het is onzeker wat dit voor consequenties heeft voor biomassameestook in de elektriciteitsproductie. Vraag en aanbod zal in behoorlijke mate door deze ontwikkeling worden bepaald en daarmee de toekomstige prijs beïnvloeden. Er is daarom geen projectie doorgetrokken tot 2030.

Tabel 3.8 *Brandstofsubstitutiekosten voor biomassa meestook in kolencentrales*

		2008	2015	2020
Agroresiduen	[€/kWh]	0,8	0,9	0,9
<20% meestook houtpellets (kolencentrale op kustlocatie)	[€/kWh]	3,3	3,3	3,3
<20% meestook houtpellets (kolencentrale binnenlands)	[€/kWh]	3,6	3,6	3,6
20%-30% meestook houtpellets (kolencentrale op kustlocatie)	[€/kWh]	3,8	3,8	3,8
20%-30% meestook houtpellets (kolencentrale binnenlands)	[€/kWh]	4,1	4,1	4,1

3.6 Zelfstandige biomassaverbrandingsinstallaties

Het binnenlandse biomassapotentieel wordt vrijwel uitsluitend ingezet voor vergisting en verbranding in zelfstandige Biomassa Energie Centrales (BEC's). De prijs van de binnenlandse biomassa is weliswaar lager dan van geïmporteerde houtpellets of agroresiduen, maar de kwaliteit is ook minder en varieert, en er moet een lokaal logistiek systeem worden opgezet.

Voor meestoken in centrales - waar met grote hoeveelheden tegelijk wordt gewerkt - is het daarom niet zo interessant.

Door de lage prijs van lokale biomassa kan een relatief dure multifeedstockcentrale economisch rendabel zijn. Importeren van biomassa is door transportkosten voor dit type centrale niet interessant. Kort gezegd: verbranding van lokale biomassa wordt uitgevoerd in zelfstandige installaties en geïmporteerde biomassa is geschikt voor meestook in centrales.

De maximale hoeveelheid biomassa die tegen voor rendabele bedrijfsvoering acceptabele kosten (circa 4-5 €/GJ) kan worden ontsloten voor biomassaverbranding is beperkt. Het gaat hierbij om agrarische restproducten, knip- en snoeihout, pluimveemest en afvalstromen uit de voedingsmiddelenindustrie. De hoeveelheid elektriciteit die op basis van kleinschalige biomassaverbranding wordt gegenereerd is naar verwachting 9,2 PJ (Rijksoverheid, 2010). Met een gangbare schaalgrootte voor de BEC's van 20 MW_e zou deze hoeveelheid elektriciteit opgewekt kunnen worden met ongeveer 320 MW_e. Mogelijk is er meer binnenlandse biomassa beschikbaar, maar een deel van dit potentieel kan slechts tegen hogere kosten ontsloten worden. Daar is in deze notitie niet vanuit gegaan.

Investeringskosten en brandstofkosten blijven hetzelfde - leereffecten worden niet significant verondersteld ten opzichte van ontwikkelingen in grondstofprijzen en kostenschommelingen als gevolg van tijdelijke schaarste op de markt. Voor 2030 is om die reden de verwachte daling niet significant ten opzichte van 2020. De referentie-installatie heeft een grootte van 20 MW_e en 30% elektrisch rendement (Tabel 3.9).

Tabel 3.9 *Kostenopbouw biomassa verbrandingsinstallaties*

		2008	2020
Investeringskosten	[€/kW _e]	3250	3250
O&M kosten	[€/kW _e]	225	225
Brandstofkosten	[€/GJ]	4	4
Equity share	[%]	25	25
Basisbedrag	[€ct/kWh]	14,0	14,0 (12,2-15,7)

De productiekosten variëren in 2020 tussen 12,2 en 15,7 ct/kWh met een referentiewaarde van 14,0 ct/kWh. Voor het minimum is een materiaalkostendaling verondersteld waardoor de investeringskosten met 1/6 dalen. Verder is een efficiencytoename tot 31% bij 8200 vollasturen. Voor het maximum is uitgegaan van een efficiency van 28% bij 7000 vollasturen.

3.7 Zelfstandige biomassavergistinginstallaties

Voor vergistinginstallaties zijn onvoldoende gegevens aanwezig om een goede inschatting te maken van leereffecten. De verwachting is dat door technologische ontwikkelingen en standaardisatie nog wel een kostendaling te realiseren is van circa 20%, waardoor de investeringskosten in 2020 rond de 2250 €/kW_e liggen. Op basis van ervaring in Duitsland en Oostenrijk voor de O&M-kosten kan ook hier een daling worden verwacht.

Voor vergisting is aangenomen dat het potentieel elektriciteitsopwekking 4664 GWh oftewel ong. 17 PJ_{elektriciteit} is, opgewekt met een vermogen van 639 MW_e (Rijksoverheid, 2010). Mogelijk is er meer binnenlandse biomassa beschikbaar, maar een deel van dit potentieel kan slechts tegen hogere kosten ontsloten worden. Daar is in deze notitie niet vanuit gegaan.

De grondstofkosten zijn bijzonder locatieafhankelijk in verband met de hoeveelheid mest in het mengsel en sterk beleidsafhankelijk. Twee belangrijke drivers zijn de mest afvoerprijzen en de toepasbaarheid van digestaat als kunstmest (Van Tilburg *et al*, 2008). Als referentie-installatie is een vergister gebruikt waar ongeveer 50% mest in gaat met een grootte van 1 MW_e. Voor de spreiding in de kosten is uitgegaan van productie van tussen de 7000 en 8000 vollasturen, 25-27% elektrisch rendement van de installatie, en grondstofkosten die variëren tussen de 16,8 en 25,8 €/ton, op basis van verschillen tussen mestrijke gebieden als Brabant en mestarme gebieden als Noordoost-Nederland in (Meijer *et al.*, 2008). De mogelijkheid om digestaat als kunst-

mest te gebruiken, wat tot significante kostendalingen kan leiden, is niet meegenomen in de berekening (Tabel 3.10).

Tabel 3.10 *Kostenopbouw biomassa vergistingsinstallaties*

		2008	2020
Investeringskosten	[€/kW _e]	2700	2250
O&M kosten	[€/kW _e]	200	150
Brandstofkosten	[€/GJ]	6,4	6,4
Equity share	[%]	25	25
Basisbedrag	[€ct/kWh]	17,6	16,0 (14,4-20,8)

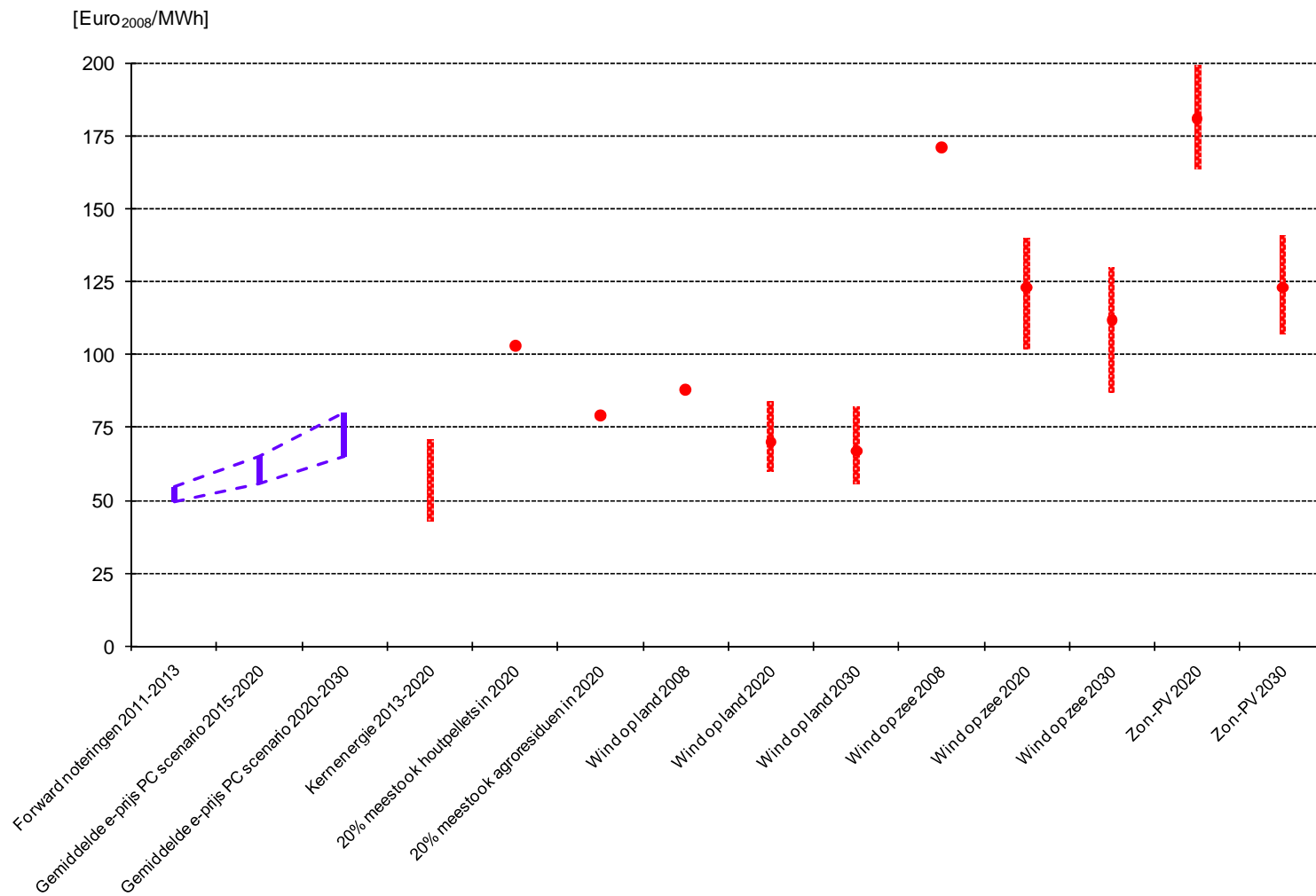
4. Vergelijking van elektriciteitsprijsscenario met hernieuwbare elektriciteit

In dit hoofdstuk wordt een vergelijking gemaakt tussen de verwachte groothandelsmarktprijzen op de elektriciteitsmarkt en de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit (op basis van het basisbedrag volgens SDE definities). In Figuur 4.1 is een overzicht gegeven van de verwachte productiekosten van hernieuwbare elektriciteit (voor de opties wind op land, wind op zee en zon-PV) zoals beschreven in Hoofdstuk 3 op basis van de basisbedragen, waarbij de bandbreedte voor het toekomstscenario eveneens is weergegeven. Genoteerde forwards op Endex (de lange termijn beurs voor electriciteitshandel) in januari 2010 tot en met november 2010 zijn uitgemiddeld per jaar voor de jaren 2011, 2012 en 2013 en weergegeven in Figuur 4.1. De verwachte elektriciteitsprijzen zijn gebaseerd op het Eurelectric Power Choices scenario zoals beschreven in Hoofdstuk 2 voor de jaren 2015-2020 en 2020-2030, waarbij de gemiddelde elektriciteitsprijs is weergegeven. Ter vergelijking zijn productiekosten van elektriciteit voor kerncentrales overgenomen uit (Seebregts et al, 2010); deze productiekosten zijn typisch voor centrales die in gebruik worden genomen in de periode 2013-2020. De kosten voor meestook van houtpellets en agroresiduen zijn gebaseerd op (Lensink & Pfeiffer, 2009), waarin de brandstofsubstitutiekosten met enkele aanvullende investeringskosten zijn opgeteld bij de productiekosten van een kolencentrale zonder kosten voor CO₂-rechten.

In Figuur 4.1 is te zien dat tot 2020 elektriciteit geproduceerd met meestook van agroresiduen en van wind op land, beide onder gunstige kostenontwikkelingen, resulteert in productiekosten die concurrerend zijn voor de gemiddelde elektriciteitsprijs. De referentiewaarden van beide opties blijven echter boven de elektriciteitsprijsverwachting tot 2020; alleen zeer gunstige locaties profiteren mogelijk van een lage productieprijs. Pas in de periode 2020-2030 zal naar verwachting de productieprijs van wind op land dermate dalen, dat deze onder de gemiddelde elektriciteitsprijs kan produceren. Biomassa meestook in een kolencentrale kan onder gunstige omstandigheden beneden de gemiddelde elektriciteitsprijs uitgevoerd worden, maar de brandstofsubstitutiekosten voor biomassa meestook blijven naar verwachting positief. Dat wil zeggen dat het meestoken van biomassa op basis van de brandstofprijs duurder zal zijn dan het verstoken van kolen. Dit verschil zal (financieel) overbrugd moeten worden. Daarbij kan worden gedacht aan een voor de producent en afnemer acceptabele verdeling van additionele kosten en risico's ten aanzien van biomassa meestook.

Samenvattend kan worden geconcludeerd dat tot 2020, behoudens gunstige omstandigheden voor wind op land en biomassa meestook, hernieuwbare elektriciteit op of boven de gemiddelde elektriciteitsprijs wordt geproduceerd en dat de kosten hoger zijn dan de baten. Hoewel de onzekerheid toeneemt, laat de doorkijk voor de periode 2020-2030 zien dat de productiekosten van wind op land onder de verwachte gemiddelde elektriciteitsprijs zal liggen.

Als de kosten hoger zijn dan de baten, kan de overheid deze onrendabele top afdekken met subsidies. Algemeen uitgangspunt zal zijn dat het verschil tussen hernieuwbare elektriciteit en de APX-prijs zal worden afgedekt (momenteel met de SDE). Subsidies blijven dan ook waarschijnlijk afhankelijk van (conjuncturele) schommelingen in de APX-prijs. Het zal dan ook van afnemer tot afnemer verschillen of deze voorwaarden voldoende gunstig zijn om het productieproces te verduurzamen met behulp van opwekking van hernieuwbare elektriciteit.



Figuur 4.1 Een overzicht van verwachte elektriciteitsprijzen en productiekosten van elektriciteit zowel op fossiele basis als op hernieuwbare basis

5. Een voorstel voor financiering van duurzame elektriciteit

5.1 Inleiding

Zoals beschreven in Hoofdstuk 4, geldt momenteel en voor de nabije toekomst (tot 2020) dat voor de meeste vormen van hernieuwbare elektriciteit de baten niet opwegen tegen de kosten. Op dit moment wordt deze zogeheten onrendabele top afgedekt met de Stimuleringsregeling Duurzame Energie (SDE). Dit systeem is beschreven in Paragraaf 5.2. Het CO₂-emissiehandelssysteem ETS Phase 3 treedt in 2013 in werking en zal ertoe leiden dat rechten om CO₂ te emitteren door grote installaties binnen de Europese Unie moeten worden aangekocht. Een gevolg hiervan is een stijging van de elektriciteitsprijs. De Europese Unie heeft besloten dat energie-intensieve industrieën, die een wereldwijde concurrentie ondervinden, hiervoor financieel moeten worden gecompenseerd. Compensatie zal plaatsvinden via een zogenaamde Carbon Leakage (CL) regeling, die nog grotendeels ingevuld moet worden. Via deze regeling wordt het verplaatsen van productiecapaciteit en daarmee het weglekken van CO₂-emissies naar buiten de EU (de zogeheten Carbon Leakage) voorkomen. In Paragraaf 5.4 is deze compensatie beschreven.

Een aantal elektriciteitsafnemende bedrijven heeft mogelijkheden onderzocht om hernieuwbare elektriciteit te realiseren om hiermee een groot deel van hun basislast elektriciteitsvraag af te dekken. Dit heeft geleid tot een nieuw voorgesteld subsidieconcept (het z.g. 'DAAN concept'), dat aan de ene kant de exploitant van de hernieuwbare energie installatie een vaste vergoeding per kWh biedt en aan de andere kant de afnemers gedurende een langere periode, een concurrerende, vaste afnameprijs garandeert. Feitelijk wordt hierdoor de huidige SDE, een 'premium feed-in' subsidie, gewijzigd in een 'feed-in' subsidie. Door de langdurige, vaste vergoeding kunnen exploitanten tegen lagere kosten hernieuwbare elektriciteit opwekken, waarvoor in deze studie enkele aannames zijn gemaakt. In deze studie is onderzocht of het voorgestelde systeem tot hogere kosten voor de Nederlandse overheid leidt in vergelijking met de referentiesituatie. De referentiesituatie is dat de overheid subsidie-uitgaven heeft onder de SDE regeling en Carbon Leakage compensatie dient af te dragen. Voor deze analyse is een aantal verschillende prijsscenario's gehanteerd. Een van de initiatiefnemers van dit zogeheten DAAN concept is Nyrstar, een wereldwijd opererende zinksmelter gevestigd in Budel. Hiermee kwalificeert het DAAN concept zich als een case-studie voor de realisatie van duurzame energie binnen de metaalsector. In Paragraaf 5.3 is het DAAN concept beschreven.

In een eerder stadium is Ecofys gevraagd een doorrekening van het concept uit te voeren en de kosten ervan af te zetten tegen de bestaande SDE regeling en de te verwachten Carbon Leakage compensatie. Hiertoe heeft Ecofys een rekenmodel ontwikkeld dat door ECN als onderdeel van de huidige studie is gereviewd. De uitgevoerde review heeft geresulteerd in een aantal aanpassingen aan het model en de uitgangspunten; deze zijn beschreven in Paragraaf 5.5.1. In de huidige studie is de kosteneffectiviteit van het DAAN concept geanalyseerd voor de hernieuwbare opties Wind op Land (< 6 MW) en Thermische conversie vaste biomassa (10 – 50 MW). De uitkomsten hiervan zijn beschreven in Paragraaf 5.5.3 en Bijlage G. Discussie en conclusies bij het DAAN concept zijn beschreven in Paragraaf 5.6.

5.2 Beschrijving SDE in de huidige situatie

De Stimuleringsregeling Duurzame Energieproductie (SDE) is het belangrijkste instrument van de Nederlandse overheid ter bevordering van de duurzame energieproductie. De SDE is voor-

namelijk gericht op de productie van hernieuwbare elektriciteit en groen gas.³ Aangezien het DAAN concept een verduurzaming van de basislast elektriciteitsvraag van deelnemende industriële partijen beoogd, is de nu volgende beschrijving beperkt tot SDE voor duurzame elektriciteitsproductie (maar is vergelijkbaar voor groen gas).⁴

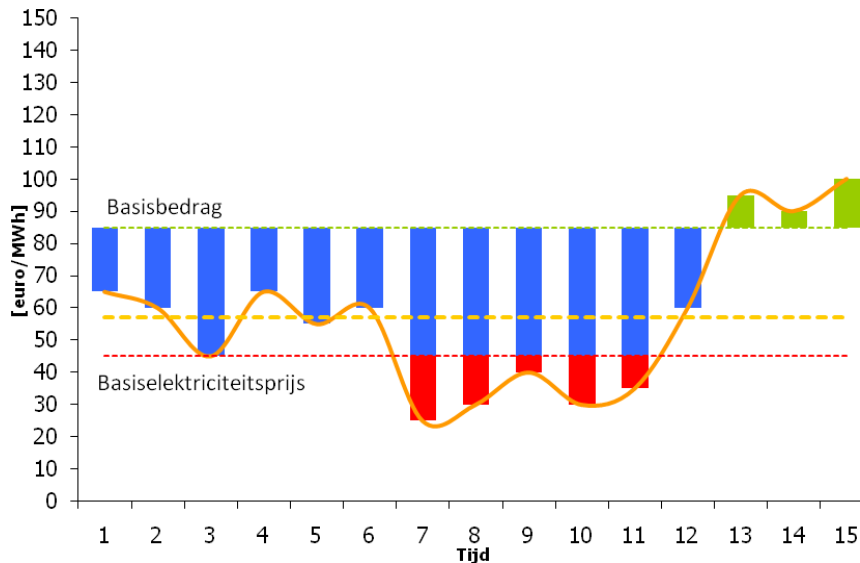
De SDE is een zogenaamd ‘premium feed-in’ systeem: per kWh elektriciteit, die in het elektriciteitsnet wordt ingevoerd, wordt een premium (het subsidiebedrag) betaald, die de onrendabele top ten opzichte van de werkelijke inkomsten van de producent uit de verkoop van de elektriciteit op de APX markt vergoedt. Om het subsidiebedrag te bepalen wordt per categorie van duurzame elektriciteitsopties een *basisbedrag* bepaald. Dit basisbedrag komt overeen met de ‘levelized cost of electricity’ (LCOE) gedurende de economische levensduur van een installatie onder aanname van een in de markt gebruikelijke verhouding van eigen en vreemd vermogen en bijhorende rendementseisen. Het basisbedrag wordt gegarandeerd gedurende de volledige subsidieperiode (12 of 15 jaar), ECN brengt jaarlijks advies uit over de hoogte van het basisbedrag aan het Ministerie van EL&I, zie bijvoorbeeld (Lensink *et al.* 2009b). De inkomsten voor de exploitant worden jaarlijks vooraf ingeschat en komen tot uitdrukking in het (voorlopig) *correctiebedrag*. Het correctiebedrag is gedefinieerd als het jaargemiddelde van de van toepassing zijnde prijsindex⁵, gecorrigeerd voor eventuele onbalans- en profielkosten. Op grond van de voorlopige correctiebedragen vindt bevoorschotting plaats, de eindafrekening wordt gebaseerd op de definitieve correctiebedragen, die na afloop van het betreffende jaar worden vastgesteld.

Om de reservering in het overheidsbudget beheersbaar te houden, is er een ondergrens aan het correctiebedrag gesteld, de *basiselektriciteitsprijs*. De basiselektriciteitsprijs voor een afgegeven beschikking ligt vast voor de volledige subsidieduur. Als het werkelijke correctiebedrag onder deze waarde duikt, wordt de onrendabele top niet volledig vergoedt, maar slechts tot aan de basiselektriciteitsprijs. Dit houdt een zeker prijsrisico in voor de projectontwikkelaar/exploitant. De projectontwikkelaar kan dit risico afkopen door een leveringscontract met een bodemprijs af te sluiten, hiertoe is een *basisprijspremie* opgenomen in het basisbedrag. Bij stijging van de elektriciteitsprijs boven de het basisbedrag reduceert het subsidiebedrag tot nul, maar wordt nooit negatief: hier ligt een opwaarts potentieel voor de projectontwikkelaar. In Figuur 5.1 wordt de wisselwerking tussen de verschillende elementen uit de SDE-regeling weergegeven voor de fictieve case van een basisbedrag van 85 €/MWh en een basiselektriciteitsprijs van 45 €/MWh. Het risico en opwaarts potentieel zijn hier grafisch weergegeven. De basisprijspremie is onderdeel van het basisbedrag en niet apart in de figuur aangegeven. Het subsidiebedrag (blauw in Figuur 5.1) bedraagt ten hoogste het verschil tussen het basisbedrag en de basiselektriciteitsprijs. In Figuur 5.1 is in rood het inkomensrisico voor de projectontwikkelaar weergegeven, in groen het opwaarts potentieel, terwijl de oranje lijn het correctiebedrag op grond van de APX prijsindex, representeert.

³ Voor duurzame WKK opties is er sprake van een warmte bonus: het SDE basisbedrag is gestaffeld naar nuttige productie van warmte.

⁴ De SDE regeling stopt per 1-1-2011: het kabinet Rutte heeft zich voorgenomen de SDE om te vormen tot een SDE+ regeling. De SDE+ zal worden gefinancierd uit een opslag op de energierekening van burgers en bedrijven en mogelijk voor een deel uit een kolen- en gasbelasting. De definitieve regeling moet nog worden vormgegeven, naar het zich laat aanzien zijn de voorgenomen veranderingen niet van cruciaal belang voor deze studie.

⁵ Voor de elektriciteitsopties, met uitzondering van de zon-PV categorieën, wordt de jaargemiddelde APX_{base} als prijsindex gebruikt. Voor PV (1-15 kW_p) wordt de variabele component van de consumenten elektriciteitsprijs gebruikt, voor PV (15 – 100 kW_p) de jaargemiddelde APX_{peak} index.



Figuur 5.1 Werking van de SDE regeling voor een fictieve case

5.2.1 SDE categorieën in het kader van de vergelijking met het DAAN rekenvoorbeeld

De installaties voor de opwekking van hernieuwbare elektriciteit en het bijbehorend vermogen zijn in het DAAN concept variabel in te vullen. Ook met de voorwaarden kan gevarieerd worden. In deze studie is de rekentool van Ecofys gereviewd en een doorrekening gemaakt voor individuele opwekkingstechnologieën van elektriciteit met wind op land en thermische conversie van biomassa (biomassaverbranding), maar ook andere invullingen of samenstellingen zijn dus mogelijk.

In het model worden de kosten van het DAAN concept voor de overheid afgezet tegen de kosten voor de realisatie van duurzaam vermogen onder de SDE regeling. Aangezien de technisch-economische parameters van de betrokken SDE categorieën (wind en biomassa) input vormen voor het rekenmodel wordt in de nu volgende paragrafen in meer detail ingegaan op de betrokken SDE categorieën.

SDE Wind op land

Het basisbedrag voor Wind op Land is voor beschikkingen die in 2010 zijn afgegeven vastgesteld op 96 €/MWh voor maximaal 2200 vollasturen, gedurende de volledige subsidieperiode van 15 jaar. De technisch-economische parameters die hieraan ten grondslag liggen zijn gepubliceerd in (Lensink *et al.*, 2009b). Aangezien de windopbrengst van jaar-tot-jaar kan verschillen en een vast aantal van 2200 vollasturen geen mogelijkheid biedt om windarme jaren te compenseren met windrijke jaren, wordt de volledige subsidie (dus de subsidie op basis van 2200 vollasturen) uitbetaald over 1760 vollasturen. Hiermee wordt een spreiding van 20% in de jaarlijkse windopbrengst ondervangen. In de SDE regeling voor Wind op Land is dit geregeld door de invoering van een windfactor, ter grootte van 1,25. Zowel het bovengenoemde basisbedrag als het correctiebedrag dienen met deze factor te worden vermenigvuldigd.

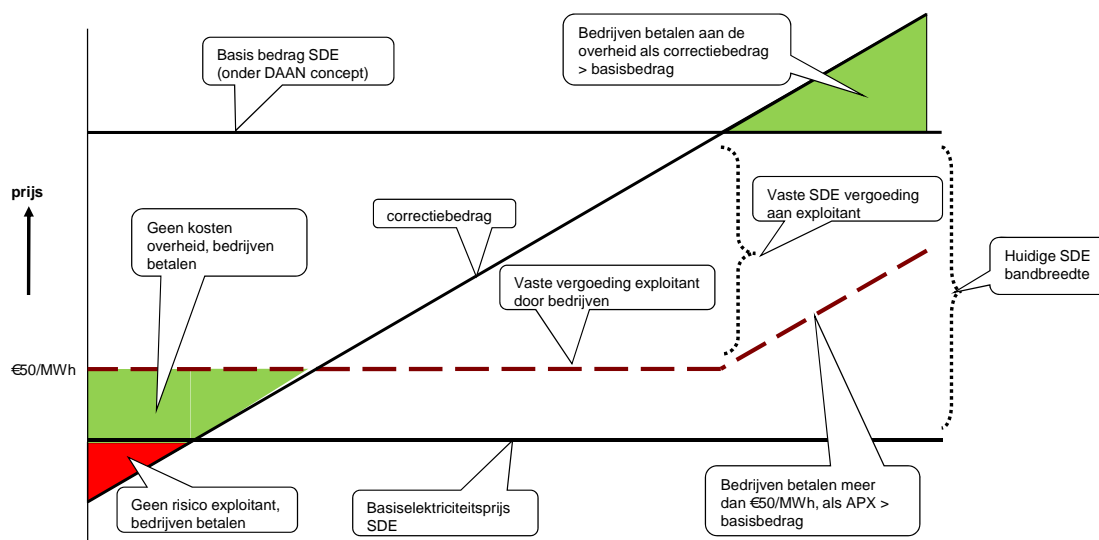
SDE Thermische conversie van Biomassa (10 -50 MW)

De categorie voor thermische conversie van vaste biomassa (10 - 50 MW_e) is gestaffeld naar nuttig gebruik van warmte, zodanig dat nuttige aanwending van warmte en besparing van primaire energie tot uiting komt in het basisbedrag. De staffel voor de categorie van thermische conversie van biomassa (10-50 MW_e) loopt voor beschikkingen uit 2010 van 114 €/MWh zonder warmte benutting tot 153 €/MWh bij de maximale warmtebenutting van 4,0 MJ/kWh_e. Het

ECN eindadvies Basisbedragen 2010 (Lensink *et al.*, 2009b) gaat uit van een referentie-installatie met een bepaalde mate van nuttige warmte benutting, in het vervolg van deze studie wordt van deze referentie-installatie uitgegaan. Het basisbedrag voor deze referentie-installatie bedraagt 121 €/MWh. Voor de technisch-economische parameters zie (Lensink *et al.*, 2009b).

5.3 Algemene beschrijving DAAN concept

Het DAAN concept heeft als doel een sterke reductie van de CO₂-uitstoot t.g.v. de baseload elektriciteitsvraag van de betrokken partijen, waarbij tegelijkertijd een stabiel, concurrerend prijsniveau gegarandeerd wordt. Hiervoor kunnen verschillende vormen van duurzame elektriciteitsproductie worden ingezet. Hieronder wordt kort ingegaan op de belangrijkste aspecten van het DAAN concept in vergelijking met de bestaande SDE regeling. De werking van het DAAN concept is weergegeven in Figuur 5.2.



Figuur 5.2 DAAN concept in terminologie van de huidige SDE regeling met een vaste afnameprijs voor elektriciteit van 50 €/MWh (figuur is beschikbaar gesteld door DAAN initiatiefnemers)

Industrie betaalt een vaste afnameprijs voor afgenomen elektriciteit

Zoals beschreven in Paragraaf 5.1 kent de SDE regeling bij sterke daling van de elektriciteitsprijs een inkomensrisico voor de projectontwikkelaar. Als het correctiebedrag onder de basiselektriteitsprijs daalt, neemt het subsidiebedrag niet toe (zie Figuur 5.1). In het DAAN concept bieden de afnemende partijen een vaste afnameprijs voor de elektriciteit, die boven de basiselektriteitsprijs ligt. Dit wordt in het vervolg van deze studie de *vaste afnameprijs* genoemd. In combinatie met een aanpassing in de manier waarop de 'premium' wordt berekend (zie hieronder) wordt hiermee het beschreven risico voor de exploitant van de installatie voor duurzame elektriciteit weggenomen. De inschatting van de initiatiefnemers van het DAAN concept is dat dit resulteert in een verlaging van het benodigde basisbedrag (LCOE), doordat de vergoeding voor de basisprijspremie komt te vervallen en bovendien het door de projectontwikkelaar vereiste rendement op eigen vermogen (RoE) lager zal uitvallen. De stijging van het correctiebedrag boven het basisbedrag, corresponderend met het groene vlak rechtsboven in Figuur 5.2, leidt tot een toename van de vaste afnameprijs vanuit de industrie ter grootte van *correctiebedrag - basisbedrag*.

Overheid subsidieert het verschil tussen het basisbedrag en de vaste afnameprijs

In het DAAN concept komt de basiselektriciteitsprijs uit de SDE regeling te vervallen, daarnaast wordt het feitelijke correctiebedrag niet langer gebaseerd op de energieprijzen op de APX markt, maar wordt gebaseerd op de vaste afnameprijs die door de industriële partijen aan de exploitanten wordt betaald. Hiermee verandert de subsidie regeling van een premium feed-in regeling in een feed-in regeling. De duurzame elektriciteitsproductie wordt gesubsidieerd tegen een subsidiebedrag, dat gedurende de volledige subsidieperiode vastligt, gelijk een feed-in premie. Op deze manier wordt de directe koppeling van de hoogte van de subsidie met de elektriciteitsprijzen losgelaten. Ook als de APX prijs zodanig stijgt dat het correctiebedrag het basisbedrag zou overtreffen, blijft de feed-in premie gehandhaafd. De exploitant krijgt, zoals eerder beschreven, in dit geval wel een hogere afnameprijs van de industriële partijen. De inkomsten van de exploitant worden dus gegarandeerd door zowel de vaste afnameprijs als het vaste subsidiebedrag; de optelsom van deze twee inkomstenbronnen wordt in het vervolg van deze studie de *vaste vergoeding* genoemd.

Industriële afnemers zien af van Carbon Leakage compensatie

Zoals hiervoor geschetst subsidieert de overheid het verschil tussen het basisbedrag en de vaste afnameprijs. Dit verschil kan uit het SDE budget worden gefinancierd. De industriële afnemers van hernieuwbare elektriciteit hebben voor deze analyse besloten af te zien van Carbon Leakage compensatie en dit budget te gebruiken voor extra financiële ondersteuning van de exploitatie van hernieuwbare elektriciteit. Voor de analyse van de kosteneffectiviteit is dan ook het DAAN concept vergeleken met de situatie dat SDE en Carbon Leakage compensatie wordt betaald door de overheid. Het is echter ook mogelijk het DAAN concept uit te voeren zonder financiële ondersteuning met de Carbon Leakage compensatie. Om het DAAN concept in die situatie budgetneutraal te houden ten opzichte van alleen de SDE, zou de vaste afnameprijs moeten worden verhoogd ten opzichte van het hier uitgewerkte rekenvoorbeeld.

(Virtuele) Duurzame Energie Centrale

Een virtuele Duurzame Energie Centrale (DEC) zorgt voor de afstemming van de vraag naar elektriciteit vanuit de afnemers en het deels intermitterende aanbod door in- en verkoop op de APX markt.

Samenvattend: het DAAN concept biedt de exploitant van duurzame elektriciteit een vaste vergoeding en dus inkomenszekerheid. Deze zekerheid bestaat uit een vast subsidiebedrag per kWh en een vaste afnameprijs. Het opwaarts potentieel voor de exploitant, zoals aanwezig binnen de SDE, blijft behouden als gevolg van de koppeling tussen de vaste afnameprijs en de APX prijs zoals weergegeven in het rechter deel van Figuur 5.2. Naar inschatting van de initiatiefnemers leidt de extra inkomenszekerheid tot een lager basisbedrag, als gevolg van een lagere RoE en het wegvallen van de basisprijspremie. Door deze effecten zullen de exploitatiekosten van deze technologieën dalen. Dit gecreëerde voordeel kan op verschillende manieren onder de betrokken partijen worden verdeeld. In het hier uitgewerkte rekenvoorbeeld zien de industriële afnemers af van Carbon Leakage compensatie om daarmee de exploitatiekosten van duurzame elektriciteit financieel te ondersteunen.

5.4 Carbon Leakage compensatie

Om reductie van CO₂-emissies te realiseren, heeft de Europese Unie een CO₂-emissiehandelssysteem ontworpen. Onder een plafond, dat over de jaren wordt verlaagd, zullen CO₂-rechten worden geveild op grond waarvan een CO₂-prijs ontstaat. Bedrijven die deze rechten moeten aanschaffen, zullen daarbij de prijs van de CO₂-rechten afwegen ten opzichte van mogelijke investeringen, die leiden tot een verlaging van hun CO₂-uitstoot. Het Europese CO₂-emissiehandelssysteem (ETS) gaat in 2013 Phase 3 in. Dit houdt in dat een aantal sectoren voor de volledige CO₂-emissie uit hun installaties rechten moeten kopen (EC, 2010b). Sectoren die een wereldwijde concurrentie ondervinden, krijgen deels vrije rechten toegekend op basis van

een benchmark. Dit om verplaatsing van deze bedrijven naar buiten de EU, waar de emissie alsnog plaats zou vinden, te voorkomen. Overeenstemming hierover is bereikt tussen de Europese commissie en het Europees parlement middels EU ETS richtlijn 2009/29/EC (EC, 2009a) en Commission Decision of 24 December 2009 (EC, 2009b). Momenteel wordt deze richtlijn nog verder uitgewerkt.

Volgens de huidige plannen zal de elektriciteitssector 100% emissierechten moeten aankopen (EC, 2009a; EC, 2010b). Op basis van de huidige plannen zullen deze kosten door de elektriciteitssector worden doorberekend in de elektriciteitsprijs. Compensatie van elektriciteitsintensieve industrie, die wereldwijde concurrentie kent, zal eventuele verplaatsing van de productie naar buiten de ETS grenzen voorkomen. Er wordt in deze context gesproken van een Carbon Leakage (CL) compensatie. In het toegevoegde artikel 10a, lid 6 van de gewijzigde, eerder beschreven EU directive staat (EC, 2009a):

Member States may also adopt financial measures in favor of sectors or sub-sectors determined to be exposed to a significant risk of Carbon Leakage due to costs relating to greenhouse gas emissions passed on in electricity prices, in order to compensate for those costs and where such financial measures are in accordance with state aid rules applicable and to be adopted in this area. Those measures shall be based on ex-ante benchmarks of the indirect emissions of CO₂ per unit of production. The ex-ante benchmarks shall be calculated for a given sector or sub-sector as the product of the electricity consumption per unit of production corresponding to the most efficient available technologies and of the CO₂ emissions of the relevant European electricity production mix.

In het door Ecofys opgestelde rekenmodel wordt de hoogte van de CL compensatie als volgt berekend: als benchmark van elektriciteitsgebruik voor de productie van de verschillende betrokken industrieën is uitgegaan van BREFs (BAT Reference documents, dit is een uitwerking van de IPPC-richtlijn van de Europese Unie. 'BAT' staat voor Best Available Techniques. In een BREF-document staat beschreven wat de meest milieuvriendelijke technieken zijn die een bedrijf kan toepassen). Vervolgens is aangenomen dat de elektriciteitsvraag tot aan de benchmark in aanmerking komt voor compensatie (95% hiervan). Vervolgens kan de CL compensatie worden berekend per MWh. Ecofys is hierbij uitgegaan van een nationale CO₂-emissiefactor van 581 kg CO₂/MWh voor Nederland (te Buck *et al*, 2010). Dat ligt boven het EU-gemiddelde. In (EC, 2009b) wordt een EU-gemiddelde CO₂-emissie factor van 465 kg CO₂/MWh genoemd. Het is dus zeer wel mogelijk dat bij de definitieve invulling van de regeling een lagere emissiefactor zal worden gehanteerd. Hier is voorsnog de Nederlandse emissiefactor gehanteerd, daarnaast is een inschatting gemaakt van het effect van toepassing van het EU-gemiddelde.

5.5 Het DAAN Rekenmodel

5.5.1 Review van het rekenmodel

In de analyse van de kosteneffectiviteit van de realisatie van hernieuwbare elektriciteit onder het DAAN concept is gebruik gemaakt van een spreadsheet model van Ecofys, dat gebaseerd is op de ECN SDE cashflowmodellen. In het vervolg wordt hieraan gerefereerd als de DAAN reken-tool. Dit model en de gemaakte aannames zijn gereviewd. Bij de bestudering van het model zijn verbeteringen uitgevoerd ten aanzien van de berekening van de SDE subsidie voor Wind op Land en de toepassing van ECN prijsprojecties. Op deze punten is het model aangepast. Eveneens zijn in de door ECN uitgevoerde analyse van de kosteneffectiviteit enkele aannames gewijzigd. De belangrijkste wijzigingen/constateringingen zijn hieronder samengevat:

- RoE's voor Wind op Land en Biomassa zijn aangepast en de basisprijspremie wordt niet langer doorberekend. Aangezien het inkomensrisico als gevolg van de basiselektriciteitsprijs zoals aanwezig in de SDE regeling, wordt opgeheven in het DAAN concept, komt de basisprijspremie te vervallen. ECN schat het effect van het verlaagde risicoprofiel van de investering in als een verlaging van de RoE van 15% naar 12% in plaats van 10% zoals in de eerde-

re versie van het rekenmodel. De achtergrond van het verlaagde risicoprofiel is dat momenteel veel exploitanten van hernieuwbare elektriciteit risicomijdend zijn door langdurige afnamecontracten aan te gaan. Hierdoor is de opbouw van de financieringsstructuur helder en gegarandeerd voor langere termijn; ook wordt de situatie dat de elektriciteitsprijs onder de basiselektriciteitsprijs zakt, afgedekt. De huidige subsidie vergoedt echter jaarlijks op basis van de gemiddelde APX prijs. Het risico blijft dus bestaan dat de APX prijs hoger ligt dan de gemaakte prijsafpraak, waardoor een tekort aan inkomsten voor de exploitant kan ontstaan. Dit risico wordt opgeheven onder het DAAN concept en daardoor kan de gestelde RoE worden verlaagd.

- Er is uitsluitend gerekend met een emissiefactor van 581 kg CO₂/MWh, corresponderend met gemiddelde emissiefactor voor elektriciteitsproductie van het Nederlandse park (te Buck *et al.*, 2010). In de oorspronkelijke modelberekeningen werd naast de emissiefactor van 581 kg CO₂/MWh, gerekend met een emissiefactor van 892 kg CO₂/MWh, wat correspondeert met elektriciteitsproductie d.m.v. kolencentrales. De keuze van de emissiefactor is van belang voor de hoogte van Carbon Leakage compensatie. In het uitgewerkte rekenvoorbeeld zien de afnemers af van Carbon Leakage compensatie en wordt hiermee de exploitatie van hernieuwbare elektriciteit ondersteund.
- De door Ecofys gebruikte prijsspaden zijn gebaseerd op de prijsspaden uit de Actualisatie referentieramingen (Daniëls en van der Maas, 2009), maar wijken hier enigszins vanaf. Voor deze studie hebben wij de gebruikte prijsspaden in overeenstemming gebracht met de originele publicatie. Daarnaast zijn extra analyses uitgevoerd op grond van de Power Choices (PC) en Referentie Ramingen (RR) scenario's, aangezien deze scenario's in Hoofdstuk 2 van dit rapport zijn gebruikt.
- De gebruikte APX prijsscenario's zijn reële prijsscenario's, uitgedrukt in €₂₀₀₈. De basisbedragen en vaste afnameprijs vanuit de industrie moeten daarentegen worden opgevat als lopende prijzen. In een vergelijking dienen alle prijzen uitgedrukt te worden in lopende dan wel reële prijzen. In de oorspronkelijke versie van het model werd dit niet consistent gedaan. Voor deze doorrekening is een jaarlijkse inflatie percentage aangenomen. In overleg met de opdrachtgever is gekozen voor doorrekening van varianten met 0%, 1% en 2% inflatie.
- Er wordt uitgegaan van 2013 als startjaar voor de scenario's, terwijl in de originele berekeningen 2010 als startjaar werd gehanteerd. Om meerdere redenen is 2013 het eerste jaar waarin het concept zou kunnen worden uitgerold: 1) ETS Phase 3 start in 2013 en daarmee dus een eventuele Carbon Leakage compensatie, 2) Het opzetten van een subsidie regeling volgens DAAN vergt 1 tot 2 jaar, 3) De realisatietermijn van de vereiste installaties voor elektriciteitsproductie is minimaal 1 jaar.

5.5.2 Prijsprojecties voor doorrekening DAAN rekenvoorbeeld

In tegenstelling tot het werk in Hoofdstuk 2 t/m 4 is voor de kosteneffectiviteit van het DAAN rekenvoorbeeld gerekend met bestaande prijsspaden voor elektriciteit en CO₂ uit meerdere scenario's. In Bijlage F is een overzicht gegeven van de gebruikte prijsspaden. In het rekenmodel wordt met gemiddelden voor de elektriciteit- en CO₂-prijzen, over een periode van 15 jaar vanaf 2013, gewerkt.⁶ De overheidsuitgaven die op deze manier worden berekend representeren een projectie van de gemiddelde nominale overheidsuitgaven op jaarbasis in de geanalyseerde periode voor respectievelijk DAAN en SDE. In bijlage F is een compleet overzicht van inputprijzen voor de verschillende prijsspaden opgenomen. Hierbij is voor de bepaling van de elektriciteitsprijs - baseload en de CO₂-prijs de periode 2013-2027 aangehouden. De prijsscenario's UR-GE20 en UR-GE35 zijn overgenomen uit het UR-GE scenario zoals deze is ontwikkeld met 20 resp. 35 €/ton CO₂ in (Daniëls & Van der Maas, 2009). Een beschrijving van het prijsscenario volgens de Power Choices (PC) brandstofprijzen is opgenomen in Hoofdstuk 2 van dit rap-

⁶ De looptijd van de SDE subsidie voor categorieën van thermische conversie van biomassa is 12 jaar. In het belang van de eenvoud en transparantie van de analyse is één gemiddelde elektriciteitsprijs (en CO₂-prijs) gehanteerd; deze is gebaseerd op een 15-jaars periode vanaf 2013.

port. Een beschrijving van het RR prijsscenario (d.i. Referentieraming 2010 volgens vaststaand beleid) is eveneens opgenomen in Hoofdstuk 2 van dit rapport, maar ook in (Daniëls & Kruitwagen, 2010).

5.5.3 Kosteneffectiviteit DAAN concept

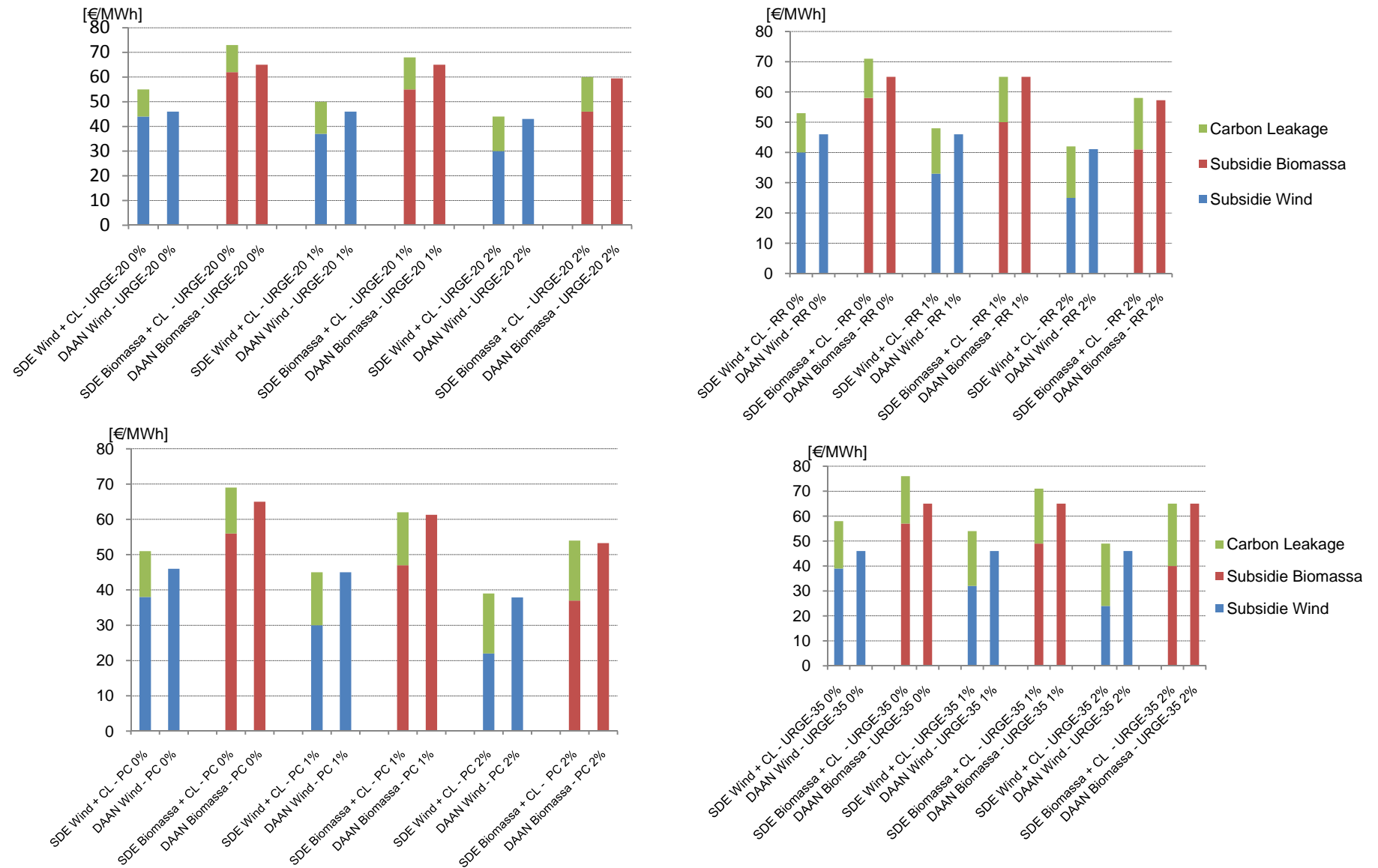
De uitkomsten van het oorspronkelijke rekenmodel konden worden gevarieerd door de combinatie van keuzes voor de referentie CO₂ emissiefactor⁷ en het prijspad. Zoals beschreven in Paragraaf 5.5.1, is hier gebruik gemaakt van een vaste emissiefactor, die correspondeert met het Nederlands elektriciteitspark. Daarnaast is de mogelijkheid tot variatie van de inflatie voor de periode 2013-2027 geïntroduceerd.

In Figuur 5.3 zijn de uitkomsten van de nieuwe analyse met het aangepaste model samengevat per opwekkingstechnologie: wind of biomassa verbranding. In deze figuur zijn de gemiddelde jaarlijkse overheidsuitgaven voor SDE met Carbon Leakage en het DAAN-concept per MWh in de betreffende periode weergegeven, zoals deze volgen uit het rekenmodel. De combinatie van het gekozen prijspad en de inflatie bepalen, samen met de hoogte van de vaste afnameprijs voor elektriciteit, het overheidsvoordeel van het DAAN concept ten opzichte van de totaaluitgaven voor SDE en Carbon Leakage. Uit Bijlage F kan worden opgemaakt dat een breed scala aan combinaties van energieprijzen en CO₂-prijzen wordt bestreken. Figuur 5.3 laat zien dat onder het DAAN concept de realisatie van hernieuwbaar vermogen (Wind op Land en Thermische conversie vaste biomassa) weliswaar duurder is, maar dat de inzet van Carbon Leakage compensatie in de meeste gevallen (meer dan) voldoende is om dit te compenseren. In vier combinaties van scenario's en inflatiecorrecties was dit niet zo. In deze gevallen is een extra analyse toegepast waarbij de vaste afnameprijs is aangepast, zodanig dat het break-evenpunt tussen SDE + CL en DAAN wordt bereikt, zodat er geen financieel nadeel ontstaat voor de overheid bij het DAAN concept. De aangepaste vaste afnameprijzen zijn samengevat in Tabel 5.1 per scenario. De hoogste, vaste afnameprijs in deze analyse komt daarmee dus op 62 €/MWh. De uitkomsten van een analyse van de CO₂-reductiekosten zijn opgenomen in Bijlage G. Overigens valt uit deze analyse op te maken dat stijgende energieprijzen, als gevolg van stijgende brandstofprijzen of stijgende CO₂-prijzen, leiden tot een daling van de SDE gerelateerde uitgaven van de overheid. Het effect van de eerder beschreven EU-CO₂ emissiefactor voor elektriciteit resulteert in een verlaging van de Carbon Leakage compensatie met 2 tot 5 €/MWh, afhankelijk van de CO₂-prijs in het betreffende scenario. Hierdoor wordt het totaalbudget in de referentiesituatie, dat is SDE + CL, verlaagd. Afhankelijk van het scenario en onder de voorwaarde dat DAAN tenminste budgetneutraal is ten opzichte van SDE + CL, betekent dit een mogelijke verhoging van de vaste afnameprijs met maximaal 5 €/MWh in een aantal scenario's. In een aantal scenario's zou aanpassing van de vaste afnameprijs echter niet nodig zijn.

Tabel 5.1 *Aangepaste vaste afnameprijzen per scenario en technologie; dit is de berekende break-even prijs van 'DAAN' t.o.v. 'SDE + CL'*

		PC 1% inflatie	PC 2% inflatie	RR 2% inflatie	URGE-20 2%
Wind	[€/MWh]	52	59	56	53
Biomassa	[€/MWh]	54	62	58	56

⁷ De keuze voor de referentie CO₂ emissiefactor is van grote invloed op de hoogte van de veronderstelde Carbon Leakage compensatie, zie hiervoor Paragraaf 5.4 en 5.5.1.



Figuur 5.3 *Vergelijking van de gemiddelde overheidsuitgaven voor SDE + CL (dit is de referentiesituatie) versus het DAAN rekenvoorbeeld per opwekkingstechnologie voor hernieuwbare elektriciteit. Voor de referentiesituatie is er uitgegaan van SDE volgens huidige voorwaarden en een CL vergoeding per afgenomen MWh voor de grote bedrijven. De gehanteerde inflatie is in de figuur aangegeven. Voor de meeste scenario's is gerekend met een vaste afnameprijs voor elektriciteit in de DAAN cases van 50 €/MWh. Deze is aangepast voor de volgende scenario's: PC 1% (wind: 52€/MWh, biomassa: 54 €/MWh), PC 2% (wind: 59 €/MWh, biomassa: 62 €/MWh), RR 2% (wind: 56 €/MWh, biomassa: 58 €/MWh) en URGE-20 2% (wind: 53 €/MWh, biomassa: 56 €/MWh)*

5.6 Discussie en conclusies bij het DAAN concept

Het DAAN concept beoogt een vergroening van de elektriciteitsproductie voor de baseload vraag vanuit elektriciteitsintensieve industrieën middels de realisatie van een vaste, concurrerende elektriciteitsprijs. De belangrijkste instrumenten binnen het hier doorgerekende concept zijn de garantie van een vaste afnameprijs aan de exploitanten van installaties voor hernieuwbare elektriciteitsproductie en de inzet van Carbon Leakage gelden voor de realisatie van deze technologieën. De afnemers van hernieuwbare elektriciteit zien in het hier doorgerekende rekenvoorbeeld dus af van Carbon Leakage compensatie. De vaste afnameprijs betekent een herverdeling van de risico's wat resulteert in een lager risico voor de producent van hernieuwbare elektriciteit. Als gevolg hiervan zullen de kosten van hun exploitatie lager uitvallen. Binnen het SDE raamwerk komt dit tot uiting in een lager basisbedrag als gevolg van een lagere RoE en het vervallen van de basisprijspremie. Voor de subsidiëring van hernieuwbare elektriciteit combineert het DAAN concept twee geldstromen, namelijk de bestaande SDE subsidie en de toekomstige Carbon Leakage compensatie.

In het huidige rekenvoorbeeld, onder de aanname van een RoE voor beide hernieuwbare opties van 12%, komen de basisbedragen voor Wind op Land en Thermische conversie van Biomassa (10 – 50 MW_e) respectievelijk 0,5 en 0,6 €/kWh_e lager uit. In het merendeel van de gehanteerde prijspaden is deze uitvoering van het DAAN concept mogelijk voor een concurrerende, vaste afnameprijs van 50 €/MWh, terwijl dit tot gelijke, en soms lagere, uitgaven voor de overheid leidt ten opzichte van de referentiesituatie (SDE + CL). De subsidie-uitgaven voor hernieuwbare elektriciteit onder DAAN nemen weliswaar toe ten gevolge van de lagere correctiebedragen, besparing in Carbon Leakage uitgaven leidt er echter toe dat het totaal van de referentie (SDE + CL) hoger is dan wel gelijk blijft. In vier van de geanalyseerde prijspaden is de vaste afnameprijs van 50 €/MWh niet voldoende voor een budgettair neutrale situatie ten opzichte van de referentie: SDE + CL. Door verhoging van de vaste afnameprijs tot maximaal 62 €/MWh (afhankelijk van het prijspad en de gesubsidieerde technologie) wordt ook in deze gevallen een breakeven situatie met de referentie bereikt.

Het effect van de vaste afnameprijs voor de exploitanten is hier ingeschat op een verlaging van de RoE tot 12% en het wegvallen van de basisprijspremie. Het te verwachten effect op de RoE van een gegarandeerde vaste afnameprijs voor exploitanten zou in een verdere uitwerking van het concept nader moeten worden onderzocht. Het tweede instrument: de inzet van Carbon Leakage gelden voor de realisatie van hernieuwbare elektriciteit, getuigt van een proactieve houding van de initiatiefnemers in de discussie omtrent de aanwending van Carbon Leakage compensatie. In het rekenvoorbeeld komen deze gelden ten gunste aan DAAN regeling voor hernieuwbare elektriciteit. De berekeningsmethode van deze financiering is nog niet vastgesteld en de compensatie zal ook niet eerder ingaan dan ETS Phase 3, dat is in 2013. Naast deze twee kanttekeningen zou een mogelijk nadeel ten aanzien van dit concept gevonden kunnen worden in het complexere subsidiesysteem dat hiermee wordt gevormd.

Het voordeel van het DAAN concept is, zoals deze analyse laat zien, dat Carbon Leakage compensatie hierin wordt aangewend voor een nieuw subsidiesysteem voor hernieuwbare elektriciteit waarin een vaste afnameprijs voor de industriële partijen is opgenomen; dit resulteert in lagere kosten voor exploitanten van hernieuwbare elektriciteit. De voorwaarden van dit subsidieconcept maakt dat de subsidies voor hernieuwbare elektriciteit hoger uitvallen dan alleen onder SDE, maar door besparing op de Carbon Leakage compensatie wordt dit weer gemitigeerd. Er is hier berekend voor een aantal prijsscenario's dat de Nederlandse overheid, afhankelijk van de hoogte van de vaste afnameprijs, toe kan met een gelijkwaardig of zelfs lagere budgetreservering ten opzichte van de referentiesituatie, nl. SDE plus Carbon Leakage compensatie.

Referenties

- Beurskens, L.W.M., A. Wakker (2007): *Persoonlijke mededeling*.
- Bosch, G., J. Dooper, R. van Rijn (2008): *Projectenboek Windenergie, Analyse van windenergieprojecten in voorbereiding*. Bosch & Van Rijn.
- Buck, S. te, B. van Keulen, L. Bosselaar, T. Gerlagh (2010): *Protocol Monitoring Hernieuwbare Energie Update 2010*. Mei 2010, 2DENB1013.
- Daniëls, B.W., C.W.M. van der Maas (2009): *Actualisatie referentieramingen - Energie en emissies 2008 – 2020*. Augustus 2009, ECN--09-010.
- Daniëls, B.W., S. Kruitwagen (2010): *Referentieraming energie en emissies 2010-2020*. April 2010, ECN-E--10-004.
- EC (2009a): *Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community*. Official Journal of the European Union, June 5th 2009, L 140/63.
http://ec.europa.eu/clima/documentation/ets/index_en.htm (laatst bezocht december 2010).
- EC (2009b): *Commission Decision of 24 December 2009 determining, pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council, a list of sectors and subsectors which are deemed to be exposed to a significant risk of carbon leakage*. (laatst bezocht december 2010).
- EC (2010a): *EU Energy Trends to 2030 - Update 2009*. September 2010.
- EC (2010b): *Emission trading system*. http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm (laatst bezocht december 2010).
- EC (2010c): *Commission Decision of 22 October 2010 adjusting the Union-wide quantity of allowances to be issued under the Union Scheme for 2013 and repealing Decision 2010/384/EU*. 2010/634/EU. http://ec.europa.eu/clima/documentation/ets/cap_en.htm (laatst bezocht december 2010).
- EPIA (2010): *Global market outlook for photovoltaics until 2014*.
- Eurelectric (2009): *Power Choices - Pathways to carbon-neutral electricity in Europe by 2050*. Eurelectric, <http://www.eurelectric.org/PowerChoices2050/Default.asp>.
- EWEA (2008): *Pure power. Wind Energy Scenarios up to 2030*.
- Greenpeace and EPIA (2010): *Solar Generation 6 - Executive Summary*.
- GWEC (2006): *Global Wind Energy Outlook 2006*.
- GWEC (2008): *Global Wind Energy Outlook 2008*.
- Hers, J.S., W. Wetzels (2009): *Technische ondersteuning subsidieberekening SDE WKK 2010*. Oktober 2009, ECN-E--09-069.
- Hers, J.S., W. Wetzels, A.J. Seebregts, A.J. van der Welle (2008): *Onrendabele top berekeningen voor nieuw WKK-vermogen 2008*. Mei 2008, ECN-E--08-016.
- IEA (2009): *World Energy Outlook 2009*. IEA. Paris, November 2009.
- IEA (2010): *Technology Roadmap Solar photovoltaic energy*.

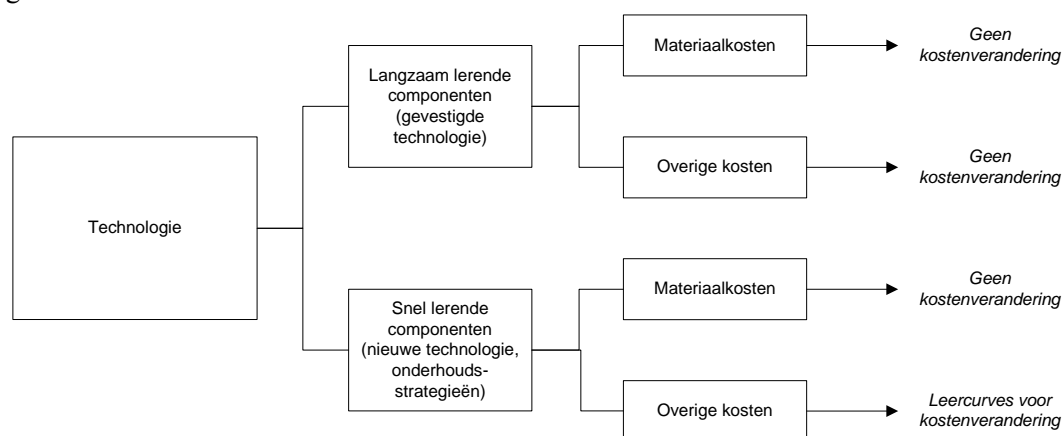
- Junginger, M.; P. Lako; S.M. Lensink; W.G.J.H.M. van Sark; M. Weiss (2008): *Climate change - Scientific assessment and policy analysis. Technological learning in the energy sector*. Universiteit Utrecht/ECN, ECN-E--08-034.
- KPMG (2007): *Offshore wind farms in Europe*.
- Kuiper, L.; S. de Lint (2008): *Binnenlands biomassapotentieel*. Ecofys.
- Lako, P. (2008): *Persoonlijke correspondentie*. Augustus 2008.
- Lensink, S.M. (2009): *Budgetbehoefte 35% hernieuwbare elektriciteit (SDE)*. BS-09-009.
- Lensink, S.M., E. Pfeiffer (2009): *Notitie onrendabele top meestook*. Oktober 2009, ECN-BS--09-031.
- Lensink, S.M., J.W. Cleijne, M. Mozaffarian, A.E. Pfeiffer, S.L. Luxembourg, G.J. Stienstra (2009b): *Eindadvies basisbedragen 2010*. ECN/KEMA, ECN-E--09-058.
- Meijer, G.A.L.; H. Klein Teeselink; J.C.J. Stroomer; M. Köttner; R.C.J. Ongenaë (2007): *Strategische verkenning covergisting van mest*. 2007/S 3-003260.
- Noord, M. de; L.W.M. Beurskens; H.J. de Vries (2004): *Potentials and costs for renewable electricity generation. A data overview*. ECN-C--03-006.
- OECD (2010): *Projected Cost of Electricity Generation - 2010 Edition*. OECD, International Energy Agency (IEA)/Nuclear Energy Agency (NEA), Paris, March 2010.
- PV technology platform (2008): *A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology*.
- Rijksoverheid (2010): *Nationaal actieplan voor energie uit hernieuwbare bronnen - Richtlijn 2009/28/EG*. www.senternovem.nl (laatst bezocht: November 2010).
- Schoots, K. (2010): *Innovatie en leercurven - rapportage naar aanleiding van kennisvragen Werkgroep Energie en Klimaat*. ECN--10-038.
- Seebregts, A.J., H. Groenenberg (2009): *GHGT-9 - How may CCS technology affect the electricity market in North-Western Europe?* In: *Energy Procedia* 1 (2009) 4181-4191, [doi:10.1016/j.egypro.2009.02.228](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.228).
- Seebregts, A.J., H.J.M. Snoep, J. van Deurzen, P. Lako, A.D. Poley (2010): *Kernenergie & Brandstofmix - Effecten van nieuwe kerncentrales na 2020 in de kernenergiescenario's uit het Energierapport 2008*. Maart 2010, ECN-E--10-033.
- Seebregts, A.J., M.J.J. Scheepers, R. Jansma, J.F.A. van Hienen (2005): *Kerncentrale Borssele na 1013 - Gevolgen van voortzetting of beëindiging van de bedrijfsvoering*. ECN/NRG, ECN-C-05-094, Petten, November 2005. Bijlage B bevat een beschrijving van het POWERS model.
- Seebregts, A.J., Scheepers, M.J.J.(2007): *Vragen over nieuwe kolencentrales in Nederland*. December 2007, ECN-BS--07-037.
- Tilburg, X. van; H. Cleijne (2008a): *VNG specificatie SDE-waardering windturbines*. ECN/KEMA, ECN-BS--08-009.
- Tilburg, X. van; H. Cleijne; E.A. Pfeiffer; S.M. Lensink; M. Mozaffarian (2007): *Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008*. ECN/KEMA, ECN-E--07-069.
- Tilburg, X. van; H. Cleijne; E.A. Pfeiffer; S.M. Lensink; M. Mozaffarian; A. Wakker (2008): *Technisch-economische parameters van hernieuwbare elektriciteitsopties in 2008-2009. Eindadvies ten behoeve van de SDE regeling*, ECN/KEMA, ECN-E--08-003.

- Tilburg, X. van; J.C. Jansen; M.A. Uytterlinde; S.M. Lensink (2006): *Verplichting voor duurzame elektriciteit in Nederland, verkenning van mogelijkheden en randvoorwaarden*, ECN-E--06-038.
- Verhagen, M.J.M. (2010): *brief met betrekking tot de stimulering van duurzame energie na 1 januari 2011*. 30 november 2010, ETM/ED / 10158983. Beschikbaar via www.rijksoverheid.nl (laatst bezocht op 17 februari 2011).
- VNMI (2009): *VNMI Magazine*. Mei 2009, www.vnmi.nl (laatst bezocht op 16 november 2010).
- VNMI (2010): *Persoonlijke mededeling door H. Houthuijsen*. Augustus 2010.
- Vries, H.J. de; X. van Tilburg; A.E. Pfeiffer; J.W. Cleijne (2005): *Inzet van biomassa in centrales voor de opwekking van elektriciteit. Berekening van de onrendabele top*. Eindrapport ECN-C--05-088.
- Wakker, A.; S.M. Lensink (2008): *Kosten kavels wind op zee*. ECN-BS--08-021.

Bijlage A Algemene toelichting kostendaling door leereffecten

De kostendaling wordt veroorzaakt doordat het ontwikkelen en bouwen van installaties sneller en goedkoper kan, nadat deze handelingen meerdere keren zijn uitgevoerd, waarbij de cumulatieve capaciteit een maat is voor de hoeveelheid opgedane ervaring. De leerratio of progress ratio⁸, uitgedrukt als percentage kostenreductie per verdubbeling van de cumulatieve capaciteit, is een maat voor de snelheid waarmee kosten dalen. Het begrip van het mechanisme achter kostenreductie door leereffecten is tot nu toe beperkt. Een leercurve kan alleen maar achteraf bepaald worden op basis van empirie. In principe hebben leercurven alleen betrekking op kostenreducties die volgen uit het opdoen van ervaring. Leercurven kunnen daarmee normaliter alleen worden toegepast op technologieën die uit het research, development en demonstratie (RD&D) traject zijn en zich tenminste in de vroege commerciële fase bevinden (Schoots, 2010).

Productie-installaties van hernieuwbare elektriciteit bestaan uit meerdere componenten. Naarmate een installatie modulaire van opzet is, kunnen de componenten sterk uiteenlopende kostendalingen vertonen. Uitgangspunt is de investeringskosten uit te splitsen in enkele componenten die naar verwachting verschillende leersnelheden zullen hebben. Binnen deze componenten wordt getracht de leercurve te corrigeren voor ontwikkelingen in de grondstofkosten, zie Figuur A.1 ter illustratie.



Figuur A.1 Opsplitsing van een technologie in kostenc componenten

Door de uitsplitsing in snellerende en langzaamlerende componenten, is een directe vergelijking van de hier gehanteerde *progress ratio's* met literatuur niet eenduidig. De literatuur vermeldt vaak één *progress ratio* als maat voor zogenaamd *learning-by-doing*. De uitsplitsing conform Figuur A.1 heeft als waarschijnlijke consequentie dat de *progress ratio* voor snellerende componenten lager is dan de generieke *progress ratio* voor de hele technologie. Als benadering worden de componenten onderverdeeld in snel lerende onderdelen en langzaam lerende onderdelen, waarbij de langzaam lerende onderdelen een *progress ratio* van 1 verondersteld worden te hebben - een behoedzame aanname. Ook de materiaalkostencomponent wordt initieel niet verwacht een bijdrage te zullen leveren aan kostendalingen. Hierbij dient wel vermeld te worden dat materiaalbesparing ook bij gelijkblijvende materiaalprijzen kan leiden tot kostendaling. Als eerste benadering wordt echter aangenomen dat alleen de niet-materiaalgebonden kosten van de snel lerende componenten de kostendalingen kunnen bewerkstelligen. Te denken valt hierbij aan hoogtechnologische onderdelen en onderhoudsstrategieën. Dit laatste impliceert dat de onderhoudskosten sneller in kosten zullen dalen dan de investeringskosten, en dat een veel gebruikte aanname om de onderhoudskosten als vast percentage te zien van de investeringskosten, niet meer gebruikt kan worden.

⁸ Een *progress ratio* van 0,90 impliceert dat de productiekosten 10% dalen bij iedere verdubbeling van cumulatief geïnstalleerd vermogen.

Bijlage B Leercurveberekeningen

Voor de kostendaling bij windenergie (en zon-PV) maken we gebruik van leereffecten. Het idee hierachter is dat bij elke verdubbeling van het totaal opgesteld vermogen de kosten met een zeker percentage dalen. Dit percentage is afhankelijk van de ‘progress ratio’, een maat die aangeeft hoe snel een bepaalde technologie leert. De kostendaling van C_0 naar C_t is naast de leersnelheid ook afhankelijk van de toename in opgesteld vermogen (van x_0 naar x_t). Zie ook (Junginger *et al.*, 2008).

Het leereffect kan worden weergegeven met behulp van de volgende drie vergelijkingen:

- $C_t = C_0 \left(\frac{x_t}{x_0} \right)^{-leerindex}$
- $progres\ ratio = 2^{-leerindex}$
- Hieruit volgt: $\frac{C_t}{C_0} = \left(\frac{x_t}{x_0} \right)^{2 \log(progresratio)}$

Bijlage C Gehanteerde parameters voor berekening van productiekosten en basisbedrag

Tabel C.1 *Parameters gehanteerd voor berekeningen*

	Economische levensduur	Inflatie [%]	Rente lening [%]	Vereiste return on equity [%]	Vennootschaps belasting [%]
Wind op land	15 jaar	2	5	15	25,5
Wind op zee	20 jaar	2	5	15	25,5
Zon-PV	15 jaar	2	5,1	15	25,5
Zelfstandige biomassa-verbrandings installaties	12 jaar	2	6	15	25,5
Zelfstandige biomassa-vergistings installaties	12 jaar	2	6	15	25,5

Bijlage D Toelichting leercurveberekeningen voor wind op land

De spreiding in en opbouw van turbinekosten verschilt per locatie en per turbintype. Indicatief zijn de kosten opgebouwd volgens Tabel D.1. Op basis van de aanname dat 40% stijging in staalprijs leidt tot 10% stijging in turbinekosten, is als werkhypothese een eerste onderverdeling gemaakt in staalgebonden en niet-staalgebonden kosten.

Tabel D.1 *Kostenopbouw van een turbine op basis van (Van Tilburg, 2008a; Lako, 2008; EWEA, 2009). Onderverdeling in staalgebonden kosten en niet-staalgebonden kosten is arbitraire werkhypothese*

Cijfers in [€/kW _e] TYPE	Windarme locatie		Windrijke locatie	
	REpower MM92	Vestas V90 3 MW	Waarvan staal-gebonden	Waarvan niet-staal- gebonden
Insert	40	20	0	20
Mast	250	190	150	40
Hub	70	80	10	70
Rotorbladen	210	190	0	190
Machineframe/diversen	50	190	40	150
Tandwiel	120	150	10	140
Generator	30	30	0	30
Totaal	770	850	210	640

Op grond van Tabel 3.3 en Tabel D.1 is een onderverdeling te maken in leercomponenten, zie Tabel D.2. De *progress ratio's* (PR) zijn afkomstig uit (Junginger *et al*, 2008), met uitzondering van de bovengrens van 94% (Beurskens, Wakker, 2007).

Tabel D.2 *Leeronderdelen van windprojecten op land*

Leeronderdeel	Leermarkt	Leerdeel	Leersnelheid
Turbine, niet-staalgebonden kosten	Mondiaal leren, alle wind	640 [€/kW]	PR=88,5% (85%-94%)
Turbine, staalgebonden kosten	Grondstofprijzen	210 [€/kW]	Δ=0% (min: -33%)
Snel lerende componenten	Regionaal leren, <i>onshore</i>	225 [€/kW]	PR=88,5% (85%-94%)
Langzaam lerende componenten	n.v.t.	175 [€/kW]	PR=100%

Dit komt uit op $385 + 640 * \text{leereffect}_{\text{mondiaal}} + 225 * \text{leereffect}_{\text{regionaal}}$. Zie Tabel D.3 voor de berekening van de kostendaling. De investeringskosten in 2020 voor wind op land komen uit op 1040 €/kW (850-1190). In de minimumvariant is tevens aangenomen dat de staalprijzen met ca. 33% dalen tot het gemiddelde niveau van de afgelopen decennia.

Tabel D.3 *Berekening van de kostendalingen tot 2020 voor windprojecten op land*

		Vermogen 2007 [GW]	Vermogen 2020 [GW]	PR [%]	Leereffect	Kosten 2020 [€/kW]
Mondiale leercomponent	Referentie	94	560	88,5	0,730	467
	Maximum	94	230	94,0	0,923	591
	Minimum	94	1070	85,0	0,565	362
Regionale leercomponent	Referentie	55	145	88,5	0,843	190
	Maximum	55	113	94,0	0,938	211
	Minimum	55	181	85,0	0,756	170

Bijlage E Toelichting leercurveberekeningen wind op zee

Zie Tabel E.1 voor de leeronderdelen. De PR van de snel lerende offshore componenten bedraagt 93,5% (90%-97%), uit (Junginger *et al*, 2008).

Tabel E.1 *Leeronderdelen van windprojecten op zee*

Leeronderdeel	Leermarkt	Leersnelheid
Turbine, niet-staalgebonden kosten	Mondiaal leren, alle wind	PR=88,5% (85%-94%)
Turbine, staalgebonden kosten	Grondstofprijzen	$\Delta=0\%$ (min: -33%)
Turbine, offshore componenten	Regionaal leren, <i>offshore</i>	PR=93,5% (90%-97%)
Ontwikkelingsmarges op turbines	Verdwijnt	$\Delta=100\%$ (max: 0%)
Snel lerende componenten	Regionaal leren, <i>offshore</i>	PR=93,5% (90%-97%)
Langzaam lerende componenten	n.v.t.	PR=100%

Het is lastig om een progress ratio van 0,90 gedurende lange tijd te handhaven (GWEC, 2006). Hoewel offshore wind een periode een snelle kostendaling heeft laten zien, wordt in deze notitie uitgegaan van een voorzichtigere PR van 93,5%, conform (Junginger *et al*, 2008). Het geprojecteerd mondiaal vermogen is gebaseerd op (GWEC, 2008) en het geprojecteerd regionaal vermogen is gebaseerd op (EWEA, 2008).

Tabel E.2 *Berekening van de kostendalingen tot 2020 voor windprojecten op zee*

		Vermogen 2010 [GW]	Vermogen 2020 [GW]	Vermogen 2030 [GW]	PR [%]
Mondiale leercomponent & mondiaal vermogen	Referentie	172,3	709,3	1420,4	88,5
	Maximum	139	352,3	496,7	94,0
	Minimum	186,3	1080,9	2375,4	85,0
Offshore leercomponent & regionaal vermogen	Referentie	3,5	35	120	93,5
	Maximum	3	20	40	97,0
	Minimum	4	40	150	90,0

Voor de O&M-kosten gaan we uit van een leereffect over het gehele bedrag. De gehanteerde progress ratio voor de O&M-kosten zijn respectievelijk 97%, 93.5% en 90% voor het maximum, de referentie en het minimum.

Bijlage F Inputparameters voor DAAN rekenmodel

Tabel F.1 *Gemiddelde prijzen onder het PC scenario onder verschillende inflatierates; de gepresenteerde prijzen vormen de daadwerkelijke input voor het DAAN rekenmodel. De periode waarover gemiddeld is, varieert (zie hoofdtekst) om aan te sluiten bij de relevante subsidieperiode*

		0% Inflatie	1% Inflatie	2% Inflatie
Elektriciteit - base*	[€/MWh]	65	74	84
CO ₂	[€/ton]	24	27	31

* Piek is voor SDE en DAAN gedefinieerd als het gewogen gemiddelde van de piekuren (7.00u-10.00u en 16.00u-19.00u op werkdagen) en de plateau-uren (10.00u-16.00u en 19.00u-23.00u op werkdagen). Dal omvat het weekend en de nachturen, 23.00u-7.00u. Base is het gewogen gemiddelde van deze piek en dalprijzen.

Tabel F.2 *Gemiddelde prijzen onder het RR scenario onder verschillende inflatierates; de gepresenteerde prijzen vormen de daadwerkelijke input voor het DAAN rekenmodel*

		0% Inflatie	1% Inflatie	2% Inflatie
Elektriciteit - base*	[€/MWh]	63	71	80
CO ₂	[€/ton]	24	27	31

* Piek is voor SDE en DAAN gedefinieerd als het gewogen gemiddelde van de piekuren (7.00u-10.00u en 16.00u-19.00u op werkdagen) en de plateau-uren (10.00u-16.00u en 19.00u-23.00u op werkdagen). Dal omvat het weekend en de nachturen, 23.00u-7.00u. Base is het gewogen gemiddelde van deze piek en dalprijzen.

Tabel F.3 *Gemiddelde prijzen onder het URGE-20 scenario onder verschillende inflatierates; de gepresenteerde prijzen vormen de daadwerkelijke input voor het DAAN rekenmodel*

		0% Inflatie	1% Inflatie	2% Inflatie
Elektriciteit - base*	[€/MWh]	59	66	75
CO ₂	[€/ton]	20	23	25

* Piek is voor SDE en DAAN gedefinieerd als het gewogen gemiddelde van de piekuren (7.00u-10.00u en 16.00u-19.00u op werkdagen) en de plateau-uren (10.00u-16.00u en 19.00u-23.00u op werkdagen). Dal omvat het weekend en de nachturen, 23.00u-7.00u. Base is het gewogen gemiddelde van deze piek en dalprijzen.

Tabel F.4 *Gemiddelde prijzen onder het URGE-35 scenario onder verschillende inflatierates; de gepresenteerde prijzen vormen de daadwerkelijke input voor het DAAN rekenmodel*

		0% Inflatie	1% Inflatie	2% Inflatie
Elektriciteit - base*	[€/MWh]	64	72	81
CO ₂	[€/ton]	35	39	44

* Piek is voor SDE en DAAN gedefinieerd als het gewogen gemiddelde van de piekuren (7.00u-10.00u en 16.00u-19.00u op werkdagen) en de plateau-uren (10.00u-16.00u en 19.00u-23.00u op werkdagen). Dal omvat het weekend en de nachturen, 23.00u-7.00u. Base is het gewogen gemiddelde van deze piek en dalprijzen.

Bijlage G Resultaattabellen van het DAAN rekenmodel: CO₂-besparingskosten

In onderstaande tabellen zijn de subsidiekosten per MWh onder de verschillende prijsscenario's en inflaties opgenomen, samen met de CO₂-besparing. De kosten CO₂-besparing zijn het resultaat van de gegevens uit de eerste 2 kolommen. Carbon Leakage vormt daarbij een uitgavenpost, welke niet resulteert in CO₂-besparing.

Tabel G.1 *Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het PC prijspad en 0% inflatie*

Techniek/ subsidieregeling	Subsidie [€/MWh]	CO ₂ -besparing [kg/MWh]	Kosten CO ₂ - besparing [€/ton]	Vaste afnameprijs [€/MWh]
Wind SDE	38	581	65	n.v.t.
Biomassa SDE	56	625	90	n.v.t.
Carbon Leakage	13	0	n.v.t.	n.v.t.
Wind DAAN	46	581	79	50
Biomassa DAAN	65	625	104	50

Tabel G.2 *Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het PC prijspad en 1% inflatie*

Techniek/ subsidieregeling	Subsidie [€/MWh]	CO ₂ -besparing [kg/MWh]	Kosten CO ₂ - besparing [€/ton]	Vaste afnameprijs [€/MWh]
Wind SDE	30	581	52	n.v.t.
Biomassa SDE	47	625	75	n.v.t.
Carbon Leakage	15	0	n.v.t.	n.v.t.
Wind DAAN	45	581	77	52
Biomassa DAAN	61	625	98	54

Tabel G.3 *Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het PC prijspad en 2% inflatie*

Techniek/ subsidieregeling	Subsidie [€/MWh]	CO ₂ -besparing [kg/MWh]	Kosten CO ₂ - besparing [€/ton]	Vaste afnameprijs [€/MWh]
Wind SDE	22	581	37	n.v.t.
Biomassa SDE	37	625	59	n.v.t.
Carbon Leakage	17	0	n.v.t.	n.v.t.
Wind DAAN	38	581	65	59
Biomassa DAAN	53	625	85	62

Tabel G.4 *Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het RR prijspad en 0% inflatie*

Techniek/ subsidierегeling	Subsidie [€/MWh]	CO ₂ besparing [kg/MWh]	Kosten CO ₂ - besparing [€/ton]	Vaste afnameprijs [€/MWh]
Wind SDE	40	581	69	n.v.t.
Biomassa SDE	58	625	93	n.v.t.
Carbon Leakage	13	0	n.v.t.	n.v.t.
Wind DAAN	46	581	79	50
Biomassa DAAN	65	625	104	50

Tabel G.5 *Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het RR prijspad en 1% inflatie*

Techniek/ subsidierегeling	Subsidie [€/MWh]	CO ₂ besparing [kg/MWh]	Kosten CO ₂ - besparing [€/ton]	Vaste afnameprijs [€/MWh]
Wind SDE	33	581	56	n.v.t.
Biomassa SDE	50	625	80	n.v.t.
Carbon Leakage	15	0	n.v.t.	n.v.t.
Wind DAAN	46	581	79	50
Biomassa DAAN	65	625	104	50

Tabel G.6 *Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het RR prijspad en 2% inflatie*

Techniek/ subsidierегeling	Subsidie [€/MWh]	CO ₂ -besparing [kg/MWh]	Kosten CO ₂ - besparing [€/ton]	Vaste afnameprijs [€/MWh]
Wind SDE	25	581	43	n.v.t.
Biomassa SDE	41	625	66	n.v.t.
Carbon Leakage	17	0	n.v.t.	n.v.t.
Wind DAAN	41	581	71	56
Biomassa DAAN	57	625	91	58

Tabel G.7 *Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het URGE-20 prijspad en 0% inflatie*

Techniek/ subsidierегeling	Subsidie [€/MWh]	CO ₂ -besparing [kg/MWh]	Kosten CO ₂ - besparing [€/ton]	Vaste afnameprijs [€/MWh]
Wind SDE	44	581	76	n.v.t.
Biomassa SDE	62	625	99	n.v.t.
Carbon Leakage	11	0	n.v.t.	n.v.t.
Wind DAAN	46	581	79	50
Biomassa DAAN	65	625	104	50

Tabel G.8 Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het URGE-20 prijspad en 1% inflatie

Techniek/ subsidiereregeling	Subsidie [€/MWh]	CO ₂ -besparing [kg/MWh]	Kosten CO ₂ - besparing [€/ton]	Vaste afnameprijs [€/MWh]
Wind SDE	37	581	63	n.v.t.
Biomassa SDE	55	625	88	n.v.t.
Carbon Leakage	13	0	n.v.t.	n.v.t.
Wind DAAN	46	581	79	50
Biomassa DAAN	65	625	104	50

Tabel G.9 Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het URGE-20 prijspad en 2% inflatie

Techniek/ subsidiereregeling	Subsidie [€/MWh]	CO ₂ -besparing [kg/MWh]	Kosten CO ₂ - besparing [€/ton]	Vaste afnameprijs [€/MWh]
Wind SDE	30	581	51	n.v.t.
Biomassa SDE	46	625	74	n.v.t.
Carbon Leakage	14	0	n.v.t.	n.v.t.
Wind DAAN	43	581	74	53
Biomassa DAAN	59	625	94	56

Tabel G.10 Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het URGE-35 prijspad en 0% inflatie

Techniek/ subsidiereregeling	Subsidie [€/MWh]	CO ₂ besparing [kg/MWh]	Kosten CO ₂ - besparing [€/ton]	Vaste afnameprijs [€/MWh]
Wind SDE	39	581	67	n.v.t.
Biomassa SDE	57	625	91	n.v.t.
Carbon Leakage	19	0	n.v.t.	n.v.t.
Wind DAAN	46	581	79	50
Biomassa DAAN	65	625	104	50

Tabel G.11 Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het URGE-35 prijspad en 1% inflatie

Techniek/ subsidiereregeling	Subsidie [€/MWh]	CO ₂ -besparing [kg/MWh]	Kosten CO ₂ - besparing [€/ton]	Vaste afnameprijs [€/MWh]
Wind SDE	32	581	55	n.v.t.
Biomassa SDE	49	625	78	n.v.t.
Carbon Leakage	22	0	n.v.t.	n.v.t.
Wind DAAN	46	581	79	50
Biomassa DAAN	65	625	104	50

Tabel G.12 *Resultaattabel DAAN rekenmodel voor het URGE-35 prijspad en 2% inflatie*

Techniek/ subsidieregeling	Subsidie [€/MWh]	CO ₂ -besparing [kg/MWh]	Kosten CO ₂ - besparing [€/ton]	Vaste afnameprijs [€/MWh]
Wind SDE	24	581	41	n.v.t.
Biomassa SDE	40	625	64	n.v.t.
Carbon Leakage	25	0	n.v.t.	n.v.t.
Wind DAAN	46	581	79	50
Biomassa DAAN	65	625	104	50