

Windenergie op de Noordzee
Een maatschappelijke kosten-batenanalyse

Annemiek Verrips, Hage de Vries, Ad Seebregts en Mark Lijesen

September 2005

Centraal Planbureau
Van Stolkweg 14
Postbus 80510
2508 GM 's-Gravenhage

Telefoon	+31 70 338 33 80
Telefax	+31 70 338 33 50
Website	www.cpb.nl

ISBN 90-5833-232-2

Korte samenvatting

Op verzoek van het ministerie van Economische Zaken hebben het CPB en het Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN) een maatschappelijke kosten-batenanalyse (KBA) uitgevoerd van het plaatsen en in gebruik nemen van windparken op de Noordzee. Uit de analyse blijkt dat maatschappelijk rendabel investeren in windenergie op zee een zeer geleidelijke capaciteitsopbouw én een stringent internationaal klimaatbeleid vereist. Het voor 2020 aanleggen van windparken in zee met een totale omvang tot 6000 MW blijkt in alle geanalyseerde scenario's, varianten en hierop toegepaste gevoeligheidsanalyses maatschappelijk onrendabel te zijn. In een variant met een meer gefaseerde aanleg van windparken wordt in het zogenaamde Strong Europe-scenario (stringent klimaatbeleid) het negatieve saldo van kosten en baten beperkt. Bij wat gunstiger veronderstellingen rondom kostendalingen in de tijd, hogere brandstofprijzen, hogere CO₂-emissiehandelprijzen of een wat lagere disconteringsvoet kan deze variant in de plus komen. Bij het ontbreken van een stringent internationaal klimaatbeleid bieden de te verwachten wereldmarktprijzen van olie de komende decennia onvoldoende perspectief om windenergie op zee rendabel te maken.

Naast windenergie op zee zijn ook andere bronnen van duurzame elektriciteit in de analyse betrokken. Op basis van een bedrijfseconomische afweging is alleen windenergie op land en, na 2010, het bijstoken (vergassen) van biomassa in gascentrales te prefereren boven windenergie op zee. De meeste andere duurzame technologieën, waaronder het meestoken van biomassa in kolencentrales, zijn minder rendabel.

Steekwoorden: windenergie, windparken, duurzame elektriciteit, KBA, windturbines, windenergie op zee, biomassa, meestoken, bijstoken, CO₂, emissiehandel

Abstract

At the request of the ministry of Economic Affairs, CPB and the Energy research Centre of The Netherlands (ECN) have conducted a social cost-benefit analysis (cba) of an investment in wind turbines at the North Sea. The analysis reveals that such an investment will only increase welfare if it is done gradually and combined with strict climate policy measures. Building 6000 MW of wind parks at the North Sea by 2020 is economically unviable in all scenarios, variants and sensitivity analyses performed in this study. In a version with more gradual investments in the Strong Europe scenario (with strict climate policy), the balance will be slightly negative. If more favourable assumptions are used on cost decreases over time, higher fuel prices, higher emission prices or a lower discount factor, this would turn the balance to slightly positive. World oil-price developments in the coming decades are not expected to render wind energy economically viable in the absence of climate policy.

Other renewable sources than offshore wind power are also considered in the analysis. From a business point of view, only onshore wind power and, from 2010, supplementary use of biomass in gas fired generators are to be preferred over offshore wind power. Most other durable power sources, including supplementary use of biomass in coal-fired generators, are economically inferior to offshore wind power.

Key words: wind power, windfarms, durable energy, CBA, wind turbines, offshore wind power, supplementary fuels, CO₂, emission trade

A comprehensive summary is available from www.cpb.nl.

Inhoud

Ten geleide	9
Samenvatting	11
1 Inleiding	25
2 Uitgangspunten studie	27
2.1 Probleemstelling en afbakening	27
2.2 Diverse uitgangspunten KBA	28
2.3 Scenario's en het nulalternatief	29
3 Duurzame elektriciteit	31
3.1 Windenergie op zee	31
3.2 Windenergie op land	36
3.3 Biomassa meestook	38
3.4 Biomassa bijstook	39
3.5 Zelfstandige biomassa-installaties	40
3.6 Zonne-energie	41
3.7 Waterkracht, Riool- en afvalwaterwaterzuiveringsinstallaties, afvalverbrandingsinstallaties	41
4 Invulling van nul- en projectalternatieven	43
4.1 Invulling nulalternatief	43
4.2 Projectalternatief 1	48
4.3 Projectalternatief 2	51
4.4 Projectalternatief 3	54
5 Bedrijfseconomische kosten: investering en onderhoud	59
5.1 Instrumenten	59
5.2 Kosten netverzwaring	59
5.3 Investerings- en onderhoudskosten	61
5.4 Leereffecten	61
6 Bedrijfseconomische kosten: reservecapaciteit	63

6.1	Inleiding	63
6.2	Raamwerk	63
6.3	Berekeningen	64
6.3.1	Beschikbaar vermogen van windparken	64
6.3.2	Piekvraag en beschikbaar vermogen van het bestaande productiepark	67
6.4	Resultaten en interpretatie	69
6.5	Gevoeligheidsanalyses reservecapaciteit	71
7	Bedrijfseconomische baten	75
7.1	Vermeden investerings-, onderhouds- en brandstofkosten	75
7.2	Variant met hogere olie- en gasprijzen	77
7.3	Effecten op de elektriciteitsprijs	77
7.4	Vermeden aankoop van CO ₂ -rechten	78
8	De ontwikkeling van de olieprijsde voorzieningszekerheid	83
8.1	Korte-termijn spotmarktprijzen en Lange-termijn evenwichtsprijzen	83
8.2	Determinanten van de olieprijs op de lange termijn	84
8.3	Olie uit niet-conventionele bronnen	86
8.4	Ramingen van de olieprijs op de lange termijn	88
8.5	Variant met hogere olieprijsen	97
8.6	Invloed van energiecrites	98
9	Effecten voor de voorzieningszekerheid	93
9.1	Waardering van risico in windenergie	93
9.2	Het niet-diversificeerbare risico van investeringen in hernieuwbare energie	95
9.3	Asymmetrisch risico: bescherming tegen prijsschokken op de elektriciteits- of gasmarkt	97
9.4	Conclusies	98
10	Indirecte effecten	101
10.1	Inleiding	101
10.2	Effecten voor de werkgelegenheid en de concurrentiepositie	101
10.3	Excess burden of taxes	103
10.4	Effecten voor andere sectoren	103
10.5	Conclusies	103
11	Externe effecten	105

11.1	Inleiding	105
11.2	Emissies NO _x , SO ₂ en PM10	105
11.3	Geluid	107
11.4	Effecten voor landschap en natuur	108
11.4.1	Verschil in effecten project- en nulalternatieven	108
11.4.2	Windenergie op zee	108
12	Overzicht van kosten en baten	113
13	Gevoeligheids- en beleidsanalyses	119
13.1	Besparing	119
13.1.1	Kosten van besparing	119
13.1.2	Het noemereffect	120
13.1.3	Conclusie besparingen	122
13.2	Leereffecten en hoogte investeringskosten	122
13.3	Hoogte disconteringsvoet	127
13.4	Vermeden aankoop CO ₂ -emissierechten en waardering van CO ₂	131
13.5	Effecten van hogere gasprijzen en gascrises	135
13.6	Waardering van emissies van NO _x , SO ₂ en PM10	140
13.7	Opslag van elektriciteit	143
13.8	Buitenland	144
13.9	Overzicht gevoeligheidsanalyses	144
14	Conclusies	147
Bijlage A	Overzicht duurzame elektriciteitsproductie	155
Bijlage B	Overzicht uitgevoerde gevoeligheidsanalyses	157
Bijlage C	Uitgebreide tabellen maatschappelijke kosten en baten projectalternatieven	159
Literatuur		167

Ten geleide

Op verzoek van het ministerie van Economische Zaken hebben het Energie Onderzoek Centrum Nederland (ECN) en het CPB een maatschappelijke kosten-batenanalyse (KBA) uitgevoerd van het plaatsen en in gebruik nemen van 6000 MW windparken op de Noordzee. Aanleiding vormt de motie van de kamerleden De Krom en Hessels van juni 2004, waarin zij verzochten om de kosten en baten in beeld te brengen van 6000 MW offshore windenergie in 2020 en deze af te zetten tegen de kosten en baten van andere vormen van duurzame energie.

ECN heeft zich gericht op de energietechnische component van de studie en het uitvoeren van berekeningen met behulp van het model 'Powers'. Het CPB heeft de KBA uitgevoerd en is als projectleider eindverantwoordelijk voor de studie.

Hage de Vries trad op als trekker van de bijdrage van ECN. Ad Seebregts was verantwoordelijk voor het draaien van het model Powers. Verder hebben Manuel de Noord (natuureffecten), Martine Uyterlinde, Remko Ybema, André Wakker, Cees Volkers, Bert Daniels, Ton van Dril en Martin Scheepers van ECN aan de studie bijgedragen. Van het CPB werkten Mark Lijesen (reservecapaciteit, besparing en het model Elmar), Douwe Kingma, Gijsbert Zwart (voorzieningszekerheid), Arie ten Cate, Ali Aouragh en Peter Arts (berekening van kosten en baten) aan de studie mee. John Blokdijk, John Stikkelman en Jannie Droog hebben op diverse fronten ondersteuning verleend. Machiel Mulder, Ruud Okker, Paul Besseling, Herman Stolwijk en Taco van Hoek hebben het onderzoek diverse keren van commentaar voorzien. Annemiek Verrips trad op als projectleider van de studie.

De studie is in diverse fasen voorgelegd aan een begeleidingscommissie waarin vertegenwoordigers van de ministeries van EZ, Financiën en VROM zitting hadden. Daarnaast zijn er voor de bewaking van de kwaliteit bilaterale contacten geweest met de wetenschap. Prof. dr. W.L. Kling, dr. G.J.W. van Bussel (beiden verbonden aan de Technische Universiteit Delft), dr. M. Junginger en ir. E.H. Lysen (beiden verbonden aan de Rijksuniversiteit Utrecht) hebben commentaar geleverd op de projectopzet en op de conceptrapportage. Verder zijn contacten onderhouden met de duurzame energievoetbal en het onderzoeksconsortium We@Sea. Ter voorbereiding van het projectplan is in december jl. een workshop gehouden om het veld te informeren en informatie te verzamelen.

We willen iedereen die tijd heeft vrijgemaakt om een bijdrage aan de studie te leveren, daarvoor hartelijk bedanken.

F.J.H. Don
Directeur CPB

Samenvatting

Op verzoek van het ministerie van Economische Zaken hebben het Energie Onderzoek Centrum Nederland (ECN) en het CPB een maatschappelijke kosten-batenanalyse (KBA) uitgevoerd van het plaatsen en in gebruik nemen van windparken op de Noordzee. Aanleiding vormt de motie van de kamerleden De Krom en Hessels van juni 2004, waarin zij verzochten om de kosten en baten in beeld te brengen van 6000 MW offshore windenergie in 2020 en deze af te zetten tegen de kosten en baten van andere vormen van duurzame energie.

De volgende drie projectalternatieven zijn geanalyseerd, in het Global Economy (GE) en het Strong Europe (SE) scenario, waarbij verschillende gevoeligheidsanalyses zijn verricht:

- 1) 6000 MW windenergie op zee in 2020 gereed
- 2) Equivalente productie als (1) op basis van kosteneffectieve invulling in duurzame elektriciteit
- 3) Gefaseerde aanleg van 6000 MW windenergie op zee in 2030 gereed.

Beeld op hoofdlijnen

Maatschappelijk rendabel investeren in windenergie op zee vereist een zeer geleidelijke capaciteitsopbouw en een stringent internationaal klimaatbeleid

Voor de aanleg van circa 30 windparken op de Noordzee met een totaalvermogen van 6000 Megawatt in 2020, waarmee ongeveer 15% van de verwachte elektriciteitsconsumptie in Nederland op dat moment kan worden opgewekt, gaan in alle onderzochte varianten de maatschappelijke kosten uit boven de baten. Zelfs in een scenario met een stringent internationaal klimaatbeleid, flinke kostendalingen door technologische ontwikkeling en een lage disconteringsvoet vanwege voordelen voor voorzieningszekerheid blijft de conclusie dat de maatschappelijke baten van een dergelijke grootschalige en snelle capaciteitsopbouw achterblijven bij de maatschappelijke kosten.

Het beeld wordt anders als gekozen wordt voor een veel rustiger fasering van de capaciteitsopbouw in de tijd, waarbij dan wel sprake zal moeten zijn van een stringent internationaal klimaatbeleid. In een dergelijke situatie kunnen kosten en baten redelijk in balans worden gebracht. De variant waarin een gefaseerde aanleg gecombineerd wordt met een stringent internationaal klimaatbeleid laat weliswaar nog een klein negatief kosten-batensaldo zien, maar via nadere optimalisering van de capaciteitsopbouw in de tijd kan dit tekort worden weggewerkt. Ook blijkt dat, bij wat gunstiger veronderstellingen rondom kostendalingen in de tijd, hogere brandstofprijzen, hogere CO₂-emissiehandelprijzen of een wat lagere disconteringsvoet, deze variant in de plus kan komen.

Op basis van de kosten en baten voor Nederland zou uitstel van aanleg in de rede liggen. Vanuit het oogpunt van Europese doelstellingen op het gebied van duurzame elektriciteit en het

bereiken van leereffecten, is een strategie die zich richt op een beperkte capaciteitsopbouw en een sterke fasering te overwegen. Het meer faseren van de aanleg van de windparken op zee is niet alleen gunstig voor de rentabiliteit. De toekomst zal ook meer zicht geven op een aantal belangrijke onzekerheden, zoals de ontwikkeling van de prijs van CO₂-emissierechten door het klimaatbeleid, de aanbodmogelijkheden van niet-conventionele energie en daarmee verbonden effecten op de structurele olieprijsen en de ontwikkeling van de investerings- en onderhoudskosten van windenergie op zee. Op basis van de beschikbare informatie lijken de effecten voor de natuur niet groot, maar door een gebrek aan ervaring zijn er wel onzekerheden over de effecten van het op grote schaal toepassen van windenergie op zee.

Investerings in windenergie op zee zullen leereffecten met zich meebrengen en daarmee worden dalingen in investerings- en onderhoudskosten gerealiseerd. Hiervoor lijken uiteenlopende pilotprojecten interessant, bijvoorbeeld in combinatie met onderzoeksprogramma's. Aangezien de inspanningen van een land op dit gebied ook voordelen voor andere landen meebrengt, ligt afstemming van de inspanningen van de individuele lidstaten in Europa in de rede. Het 'technologie-argument' vraagt met andere woorden om een beleid dat is gericht op kennisontwikkeling en dit vereist geen grootschalige, snelle capaciteitsopbouw, maar kan evengoed worden ingebed in een strategie van zeer geleidelijke capaciteitsontwikkeling.

Een zeer geleidelijke capaciteitsontwikkeling voorkomt dat grote aanloopverliezen moeten worden genomen, biedt voldoende perspectief om leereffecten te realiseren en zorgt ervoor dat flexibel kan worden ingespeeld op de ontwikkeling van belangrijke onzekerheden rond klimaatbeleid, technologie en structurele aanbodontwikkelingen op de wereldenergiemarkt.

Wereldmarktprijzen van olie bieden de komende decennia onvoldoende perspectief om windenergie op zee rendabel te maken

Tegen de achtergrond van de zeer hoge olieprijsen van dit moment, rijst de vraag of met dergelijke olieprijsen, met daaraan gekoppeld hoge gasprijsen, windenergie op zee niet rendabel zou kunnen worden in een situatie zonder stringent internationaal klimaatbeleid. Als reële prijzen boven de 60 dollar per vat op lange termijn zouden aanhouden, dan zou dit inderdaad het geval zijn. Het is echter niet aannemelijk dat de prijzen op lange termijn zo hoog blijven.

De hoge olieprijs van de laatste tijd is het gevolg van een hoge olievraag en volledige bezetting van de beschikbare productiecapaciteit. Omdat zowel vraag en aanbod op korte termijn nauwelijks reageren op veranderingen in de olieprijs, leidt elke verstoring van de markt tot een sterke prijsreactie. Het aanbod van olie werd in de afgelopen periode onder meer gehinderd door het niet op gang komen van productie in Irak, stakingen in Noorwegen, financiële problemen bij het Russische Yukos, uitval van productiefaciliteiten in de Verenigde Staten door orkanen en sociale onrust in Nigeria en Venezuela. Aangezien tegelijkertijd de

mondiale vraag naar olie bleef groeien, onder andere door de economische hoogconjunctuur in China, kan alleen een hoge olieprijs vraag en aanbod met elkaar in evenwicht brengen.

De sterke stijging van de olieprijs roept op langere termijn echter reacties op aan zowel de vraag- als de aanbodzijde en deze reacties zorgen voor een neerwaartse druk op de olieprijsen.

De vraag naar olie zal verminderen via onder meer energiebesparing en substitutie naar andere energiedragers, terwijl het aanbod zal toenemen omdat het winnen van olie in meer productiegebieden (buiten het OPEC-gebied) rendabel is geworden.

Op lange termijn wordt de prijs bepaald door de marktmacht van de OPEC, de marginale winningskosten van de overige producenten en de mondiale vraag naar olie. In een competitieve markt zou een land uit het Midden-Oosten de marginale producent zijn, gezien de enorme reserves die daar aanwezig zijn en de lage kosten van oliewinning; enkele dollars per vat. In zo'n situatie zou de lange-termijnolieprijs op dat niveau liggen. Doordat de grote olieproducerende landen via het OPEC-kartel hun gezamenlijke productie weten te beperken op een niveau ver onder de mondiale olievraag, zijn bedrijven in andere landen, zoals de Verenigde Staten, de marginale producent. De marginale kosten van deze aanbieders liggen op een niveau van rond de vijftien tot twintig dollar per vat. Bij een olieprijs die langdurig boven dat niveau ligt, zullen bedrijven in niet OPEC-landen hun productiecapaciteit uitbreiden, wat nu ook daadwerkelijk gebeurt.

Daarbij komt dat nieuwe technieken voortdurend zorgen voor vergroting van de economisch winbare reserves. Daarnaast zal olie uit de omvangrijke niet-conventionele bronnen, zoals de teerzanden in Canada, in belang toenemen. De marginale kosten van deze bronnen maken non-conventionele velden steeds meer concurrerend met andere bronnen. De beschikbaarheid van olievoorraden is voorlopig nog geen probleem. Tot 2040, de periode die voor de scenario-analyse is beschouwd, zal de omvang van olievoorraden ruim voldoende zijn, zelfs als de mondiale dagelijkse olieconsumptie met 50% stijgt tot het niveau van 155 mln vaten per dag, zoals aangenomen in het GE-scenario.

De basisvariant is uitgevoerd met olieprijsen van structureel 23 tot 28 dollar per vat op basis van de CPB-scenario's. Daarbij is gerekend met een gemiddelde verhouding van de dollar en de euro van 1:1. Diverse internationale organisaties hebben recent hun verwachting voor de structurele olieprijs voor de komende decennia naar boven bijgesteld. Omdat er voor de lange termijn onzekerheden bestaan met betrekking tot diverse factoren die van belang zijn voor de olieprijs op de lange termijn (de hoogte van de marginale kosten van olieproductie in niet-OPEC-landen, de kosten van ontginning niet-conventionele bronnen en daarmee gepaard gaande milieu-effecten, de ontwikkeling van deze kosten door technologische ontwikkeling, de mondiale vraag naar olie en de marktmacht van de OPEC), bestaan er ook onzekerheden over de raming van de lange-termijnolieprijzen. De scenario's van de OESO, de IEA en het CPB schetsen een bandbreedte voor de structurele olieprijsen van 25-35 dollar per vat. Wat hogere structurele olieprijsen zijn echter ook niet uit te sluiten.

In een gevoeligheidsanalyse is voor het GE-scenario onderzocht wat een verhoging van de olieprijs van gemiddeld 25 dollar per vat naar structureel 40 dollar per vat zou betekenen. Ook is bekeken bij welke olieprijs de kosten van het project opwegen tegen de baten. Dit 'break-even point' ligt voor het project waar de 6000 MW in 2020 gereed is, tussen 60 en 70 dollar per vat olie gemiddeld voor de periode 2010-2040. In een variant met een gunstiger mix van duurzame elektriciteitsbronnen met een totaal equivalent van 6000 MW ligt het 'break-even point' nog altijd tussen 45 en 48 dollar per vat. Indien wordt uitgegaan van de huidige dollarkoers van ca 1,20 dollar voor één euro, dan zouden de 'break-even points' nog hoger liggen. Daarnaast is onderzocht wat de gevolgen zouden zijn van een crisis op de olie- en gasmarkt van 1 jaar met dubbele prijzen als gevolg. In beide varianten in het GE-scenario blijven de kosten duidelijk uitgaan boven de baten.

In het SE-scenario zijn geen varianten gemaakt met hogere olieprijsen. In dit scenario zorgen hoge en in de tijd sterk stijgende CO₂-prijzen voor een forse demping van de vraag naar olie. Dit effect is zo sterk dat de mondiale vraag naar olie nauwelijks meer toeneemt in de komende decennia. Aangezien geen impuls van de vraagzijde uitgaat, liggen hoge (kale) structurele olieprijsen in dit scenario niet in de rede. Wel is voor het SE-scenario berekend wat de gevolgen zijn van het optreden van crises zoals hierboven beschreven op het saldo van kosten en baten. Om de baten en kosten met elkaar in evenwicht te brengen zou, afhankelijk van de aannames over de daling van de investeringskosten, 9 tot 17 van deze crises moeten plaatsvinden tot 2040 voor de eerste twee projectvarianten. De prijzen zouden in dat geval dus voor een derde tot de helft van de tijd boven de 50 dollar per vat moeten liggen. Voor projectvariant 3, waarin de windparken meer gefaseerd worden aangelegd, komen, wederom afhankelijk van de aannames over de daling van de investeringskosten, de kosten en baten met elkaar in balans indien 1 tot 9 van deze crises zouden optreden in een periode van 35 jaar. Dit versterkt de conclusie dat de ontwikkelingen op de olie- en gasmarkt alléén onvoldoende perspectief biedt om windenergie op zee maatschappelijk rendabel te maken. Een stringent internationaal klimaatbeleid is daarvoor een noodzakelijke voorwaarde.

Bij verhandelbare emissierechten zorgt gesubsidieerde ontwikkeling van windenergie op zee voor verdringing van andere maatregelen om CO₂ te reduceren

Er bestaat een belangrijke samenhang tussen het gesubsidieerd ontwikkelen van windenergie op zee en het Europese systeem van verhandelbare rechten. Bij het handelssysteem wordt een CO₂ plafond bepaald, waarna de CO₂-prijs vervolgens wordt bepaald door vraag en aanbod op de markt. Het effect van het aanleggen van een windpark op zee is dan dat de vraag naar CO₂ -rechten gaat afnemen (voor windenergie op zee hoeven geen rechten te worden gekocht, terwijl dit voor de gesubsitueerde conventionele energie wel geldt), waarmee ook de CO₂ -prijs enigszins gaat dalen. Het CO₂-plafond blijft gehandhaafd, zodat uiteindelijk de (gesubsidieerde) windenergie de marginale besparingoptie verdringt. De winst zit dan in het uitsparen van de aanschaf van CO₂-rechten, niet in minder CO₂-uitstoot, want deze wordt uitsluitend bepaald door het emissieplafond van het handelssysteem.

Windenergie op zee mogelijk na 2025 bedrijfseconomisch rendabel bij een stringent internationaal klimaatbeleid

De reden dat uitstel c.q. sterke fasering van de investeringen zo belangrijk is voor het resultaat van de KBA, is dat de kosten van deze vrij nieuwe technologie in de tijd nog belangrijk zullen dalen, terwijl de baten in de vorm van vermeden kosten van CO₂-uitstoot in de tijd juist toenemen. Indien het huidige Europese systeem van verhandelbare rechten wordt gehandhaafd en verder wordt uitgewerkt, dan zal - bij een gegeven emissieplafond - sprake zijn van stijgende prijzen van CO₂-rechten in de tijd. Deze rechten moeten worden gekocht en betaald door producenten die conventionele energiebronnen benutten. De concurrentiepositie van windenergie op zee zal in die situatie stelselmatig verbeteren in de tijd: conventionele energieopwekking wordt steeds duurder door het klimaatbeleid, terwijl windenergie op zee juist goedkoper wordt door technologische ontwikkeling. Aangezien met windenergie op zee nog vrij weinig ervaring is opgedaan, liggen hier meer mogelijkheden voor technische vooruitgang en bijbehorende kostendalingen dan geldt bij meer beproefde technieken. Een relatief gunstiger kostenontwikkeling zorgt ervoor dat windenergie op zee ook terrein kan winnen ten opzichte van sommige andere duurzame bronnen.

De analyses laten zien dat als er een stringent internationaal klimaatbeleid wordt gevoerd, windenergie op zee na 2025 bedrijfseconomisch rendabel kan worden. Dit betekent dat vanaf dat moment *zonder enige vorm van subsidie* of andere bijzondere duurzaamheidsmaatregelen, de energievoorziening vanzelf zal verduurzamen. Windenergie op zee - en sommige andere duurzame energiebronnen - wordt eenvoudigweg lucratiever voor marktpartijen dan het gebruiken van conventionele energiebronnen. Hierin ligt uiteraard ook de kracht van marktconforme instrumenten, zoals verhandelbare CO₂-rechten. Via de prijs worden gedragsveranderingen opgeroepen bij zowel consumenten als producenten, waarbij de diverse reacties in de vorm van energiebesparingen en verduurzaming van het aanbod efficiënt in de tijd tot stand kunnen komen. Indien de olieprijs structureel hoger zijn, zou windenergie op zee eerder rendabel kunnen worden.

Gunning van locaties op de zee roept bijzondere mededingingsvragen op

Mogelijkheden voor bedrijfseconomisch rendabele productie na 2025, zullen in de periode daarna kunnen uitmonden in mogelijkheden voor het realiseren van overwinsten. Aangezien het aantal geschikte locaties niet oneindig is en sommige locaties kwalitatief gunstiger zijn voor het exploiteren van windenergie op zee dan andere, zal de gunning van locaties met extra aandacht moeten worden gezien vanuit het oogpunt van mededinging. Concessies met een beperkte looptijd in combinatie met subsidies zou een route kunnen zijn voor de komende jaren, waarin een bedrijfseconomisch rendabele exploitatie nog niet mogelijk is. De vergunningen die momenteel worden afgegeven hebben ook een beperkte looptijd. Bij een stringent internationaal klimaatbeleid en kostendalingen in de tijd komt bedrijfseconomisch winstgevend exploitatie in beeld en mogelijkheden om op sommige locaties overwinsten te realiseren. De overheid zal met andere woorden greep moeten houden op de schaarse locaties om de schaarse rechten in de

toekomst op een efficiënte wijze te kunnen alloceren. Veilen van schaarse rechten lijkt in die toekomstsituatie de meest aangewezen route.

Europese duurzame-elektriciteitsdoelstelling zorgt voor hoge maatschappelijke kosten

Naast het systeem van handelbare rechten, zijn in Europees verband ook aparte duurzaamheidsdoelstellingen geformuleerd voor de diverse lidstaten. Zo heeft Nederland tot taak om in 2010 9% van de elektriciteitsopwekking via duurzame bronnen te realiseren. Windenergie op zee kan een rol spelen om in een deel van die doelstelling te voorzien.

Hierboven is betoogd dat een systeem van handelbare rechten bij een stringent internationaal klimaatbeleid op termijn vanzelf een verduurzaming van de energieopwekking zal veroorzaken. Via het systeem worden de publieke normen opgelegd (de emissieplafonds), waarna mogelijkheden voor energiebesparing en verduurzaming van het aanbod in de tijd worden geoptimaliseerd.

De duurzaamheidseis impliceert dat een (belangrijk) deel van de beperking van uitstoot van CO₂ via 'duurzame' instrumenten moet plaatsvinden en daarmee niet via besparingsopties mag worden gerealiseerd. Op dit moment zijn de kosten van duurzame instrumenten echter aanzienlijk hoger dan die van de meeste kosteneffectieve besparingsopties.

Zoals betoogd, zal dit beeld in de tijd gaan veranderen en bij een vasthoudend internationaal klimaatbeleid na 2025 zelfs van teken gaan veranderen: duurzaam in de vorm van windenergie op zee zal dan goedkoper worden dan verschillende besparingsopties. De EU-regelgeving leidt daarmee vooral tot het naar voren halen van investeringen in duurzame energie ten koste van het niet realiseren of naar achteren schuiven van besparingsopties. Zo moeten hoge aanloopverliezen worden genomen voor voornamelijk tijdelijke extra ontwikkeling van duurzame energiebronnen.

Reservecapaciteit is geen knelpunt voor ontwikkeling van windenergie op zee

In het maatschappelijk debat over windenergie wordt vaak gewezen op het nadeel van de windgevoeligheid van deze vorm van energieopwekking. Zowel bij te weinig als te veel wind stopt de energieproductie. Om toch voldoende leveringszekerheid te kunnen garanderen, is het dan nodig om reservecapaciteit aan te houden en hieraan zijn kosten verbonden. Uit de berekeningen in de KBA komt naar voren dat de kosten van het aanhouden van een adequate reservecapaciteit, waarbij is uitgegaan van een norm voor de leveringszekerheid zoals die gebruikelijk is bij conventionele elektriciteitsproductie, niet meer bedragen dan 5 à 6% van de totale investerings- en onderhoudskosten. De reservecapaciteit is zo gezien geen knelpunt bij de verdere ontwikkeling van windenergie op zee.

Ervaringsfeiten windparken op zee wijzen op geringe effecten voor natuur en milieu, maar de effecten van een groot aantal windparken op de Noordzee zijn nog onduidelijk

Op basis van ervaringen bij een reeds aangelegd windpark in Denemarken en de situatie in de Noordzee zijn studies gedaan naar mogelijke effecten van de aanleg van windparken op de

Noordzee voor vogels, vissen, zoogdieren en het bodemleven. Hoewel op basis van deze studies de effecten voor de natuur van windparken op zee niet groot lijken, bestaan er onzekerheden op dit punt omdat er nog weinig ervaring is opgedaan. De effecten van een groot aantal windparken op de Noordzee zouden kunnen verschillen van die van een gering aantal parken. Deze onzekerheden versterken het voordeel van een gefaseerde aanleg.

Windenergie op zee vanuit financieel-economisch oogpunt te prefereren boven het meestoken van biomassa in kolencentrales

Een opvallend resultaat is dat bij in deze analyse de gedane aannames wat betreft levensduur, kosten van brandstof e.d. met betrekking tot de duurzame technologieën, op basis van een bedrijfseconomische afweging, alleen windenergie op land en, na 2010, het bijstoken van biomassa in gascentrales te prefereren is boven windenergie op zee. De meeste andere duurzame technologieën, waaronder het meestoken van biomassa in kolencentrales - in Nederland een relatief veelgebruikte technologie - zijn vanuit financieel-economisch oogpunt minder rendabel. Het bereiken van een relatief hoog percentage aan duurzame elektriciteit in Nederland¹ is gezien de beperkte potentiëlen van andere duurzame technologieën alleen te bereiken met een groot aandeel aan windenergie op zee. Voor een vergelijking van windenergie op zee en windenergie op land moet wel bedacht worden dat er met windenergie op land nog kosten gemoeid zullen zijn op landschappelijk gebied en in de sfeer van de ruimtelijke ordening. Deze effecten van windenergie op land zijn in de KBA niet gewaardeerd. Zij zijn naar verwachting beperkt, omdat er vanuit is gegaan dat er bij de plaatsing van de windturbines rekening mee wordt gehouden en grote effecten op dit terrein zoveel mogelijk worden beperkt.

De resultaten

Onderstaande tabel geeft de KBA-saldi weer van de verschillende projectalternatieven bij verschillende aannames (varianten).

¹ in de projectalternatieven bedraagt dit percentage 13-15% van de elektriciteitsconsumptie in Nederland in 2020. Dit percentage bedraagt in de EU-doelstelling voor 2010, zoals gemeld, 9%

Tabel 1 Saldi KBA van de projectalternatieven in het GE- en het SE-scenario van verschillende varianten (netto contante waarde 2005 in mln euro)						
Variant	Global Economy			Strong Europe		
	Projectalt. 1	Projectalt. 2	Projectalt. 3	Projectalt. 1	Projectalt. 2	Projectalt. 3
'Basisvariant'	– 6010	– 4410	– 3420	– 3000	– 2540	– 950
Hogere leereffecten	– 5000	– 3740	– 2720	– 1770	– 1600	– 120
10% hogere investeringskosten	– 6770	– 4920	– 3900	– 3700	– 3060	– 1400
Baten 6% verdisconteerd	– 5060	– 3410	– 2600	– 1660	– 1270	+ 170
Baten 6% verdisconteerd en hogere leereffecten	– 4050	– 2740	– 1900	– 430	– 330	+ 1000
Hogere CO ₂ -emissieprijzen				– 2450	– 1970	– 540
Hogere CO ₂ -emissieprijzen en lagere investeringskosten				– 1220	– 1030	+ 290
Hogere CO ₂ -emissieprijzen, baten met 6% verdisconteerd				– 1060	– 650	+ 610
Hogere gasprijzen	– 3860	– 1490	– 1410			
Hogere gasprijzen en hogere leereffecten	– 2850	– 820	– 720			
Hogere gasprijzen en baten met 6% verdisconteerd	– 2590	– 60	– 290			
Hogere waardering emissies NO _x /SO ₂ /PM10 in tijd	– 5610	– 4110	– 3100	– 2740	– 2370	– 730

De maatschappelijke kosten van de drie geanalyseerde projectalternatieven in zowel het GE- als in het SE-scenario zijn in vrijwel alle varianten hoger dan de maatschappelijke baten. De resultaten in het GE-scenario zijn daarbij ongunstiger dan in het SE-scenario als gevolg van het gevoerde klimaatbeleid in het SE-scenario. In de zogenaamde 'basisvariant' zijn de verwachte kosten van de verschillende projectalternatieven in het GE-scenario ca 3,4 tot 6 mld hoger dan de verwachte baten. De eerste twee projectalternatieven, waarbij tot 2020 een grote hoeveelheid duurzame elektriciteit wordt ontwikkeld, kennen in het SE-scenario in alle geanalyseerde gevoeligheidsanalyses een negatieve uitkomst van kosten en baten. Alleen het derde projectalternatief, waarin de 6000 MW windenergie op zee gefaseerd wordt aangelegd en in 2030 op volle sterkte is, heeft in sommige varianten een positief saldo van baten en kosten. Uit de KBA kan worden geconcludeerd dat ook onder de meest gunstige aannames een snelle aanleg niet rendabel is. De meerkosten van het versneld bouwen van 6000 MW windparken op zee ten opzichte van het projectalternatief waar de 6000 MW in 2030 gereed is, bedragen 2 tot 2,5 mld euro. Hieronder volgt een uiteenzetting van de analyse.

De projectalternatieven en het nulalternatief

Het nulalternatief bevat een geringe hoeveelheid duurzame elektriciteit. De 9% doelstelling voor duurzame elektriciteit in 2010 wordt in het nulalternatief dan ook niet gehaald. De 220 MW windenergie op zee, waartoe reeds is besloten, is wel opgenomen in het nulalternatief.

Op basis van een afweging van bedrijfseconomische kosten en baten blijkt bij de gegeven parameters dat in het GE-scenario alle bekende duurzame technologieën in de periode tot en met 2040 bedrijfseconomisch niet rendabel zijn. In het SE-scenario wordt door de geraamde stijging van de CO₂-emissiehandelprijzen in de periode na 2020 elektriciteitsopwekking uit een aantal duurzame bronnen bedrijfseconomisch wel rendabel: eerst het bijstoken (vergassen) van biomassa in gascentrales, na 2025 windenergie op land, windenergie op zee en het bijstoken van biomassa in kolencentrales en na 2030 het meestoken van biomassa in kolencentrales. Ook blijkt uit deze analyse dat op basis van een bedrijfseconomische afweging op dit moment alleen windenergie op land te verkiezen is boven windenergie op zee. In het tweede projectalternatief zijn dan ook alleen windenergie op land en na 2010 het bijstoken van biomassa in gascentrales opgenomen, hetgeen vanwege de beperkte potentiëlen² van deze beide technologieën is opgevuld met windenergie op zee om tot een equivalente productie te komen als in het eerste projectalternatief³. Vanwege het halen van deze 9%-doelstelling in alle projectalternatieven en het feit dat dit in 2010 vanuit praktische overwegingen niet alleen met windenergie op zee kan worden bewerkstelligd, bevatten ook de projectalternatieven 1 en 3 een zekere hoeveelheid windenergie op land.

Uitkomsten basisvariant

De projecteffecten ten opzichte van het nulalternatief zijn berekend voor de periode 2005-2040. De maatschappelijke kosten en baten die aan de hand van deze effecten zijn berekend, zijn geëxtrapoleerd tot een oneindige tijdshorizon. De kosten en baten zijn contant gemaakt naar het jaar 2005 met een disconteringsvoet van 7% (prijsspeil 2004). Onderstaande tabellen geven de resultaten van deze projectalternatieven weer in het Strong Europe (SE) en het Global Economy (GE) scenario van de zogenaamde 'basisvariant'.

Tabel 1 Projectalternatief 1, GE-scenario			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Totaal bedrijfseconomische kosten	13660	Totaal bedrijfseconomische baten	6920
Saldo businesscase: baten minus kosten	- 6730		
Effecten natuur en landschap	Pm	Totaal externe effecten	720
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	13650	Totale baten	7640
Baten minus kosten	- 6010		

² Maximaal beschikbaar vermogen dat vanuit praktische overwegingen kan worden neergezet.

³ Deze bedrijfseconomische afweging verschilt in een aantal opzichten van de berekeningsmethodiek die in de MEP (wet milieukwaliteit elektriciteitsproductie) gehanteerd wordt.

Tabel 2 Projectalternatief 2, GE-scenario			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Totaal bedrijfseconomische kosten	12230	Totaal bedrijfseconomische baten	7230
Saldo businesscase: baten minus kosten	– 5000		
Effecten natuur en landschap	Pm	Totaal externe effecten	580
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	12230	Totale baten	7810
Baten minus kosten	– 4420		

Tabel 3 Projectalternatief 3, GE-scenario			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Totaal bedrijfseconomische kosten	9780	Totaal bedrijfseconomische baten	5870
Saldo businesscase: baten minus kosten	– 3910		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	490
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	9780	Totale baten	6360
Baten minus kosten	– 3420		

Tabel 4 Projectalternatief 1, SE-scenario			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Totaal bedrijfseconomische kosten	12592	Totaal bedrijfseconomische baten	9096
Saldo businesscase: baten minus kosten	– 3496		
Effecten natuur en landschap	Pm	Totaal externe effecten	495
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	12592	Totale baten	9591
Baten minus kosten	– 3001		

Tabel 5 Projectalternatief 2, SE-scenario			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Totaal bedrijfseconomische kosten	11540	Totaal bedrijfseconomische baten	8620
Saldo businesscase: baten minus kosten	– 2920		
Effecten natuur en landschap	Pm	Totaal externe effecten	390
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	11540	Totale baten	9010
Baten minus kosten	– 2530		

Tabel 6 Projectalternatief 3, SE-scenario			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Totaal bedrijfseconomische kosten	8930	Totaal bedrijfseconomische baten	7590
Saldo businesscase: baten minus kosten	– 1340		
Effecten natuur en landschap	Pm	Totaal externe effecten	380
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	8930	Totale baten	7980
Baten minus kosten	– 950		

Kosten investering en onderhoud

De kosten van de benodigde netverzwaringen op land door de aanleg van de windparken op zee bedragen ca 1% van de totale kosten. Zoals gemeld zijn ook de kosten van het aanhouden van reservecapaciteit relatief beperkt. De kosten van de duurzame technologieën zijn met name gelegen in investerings- en onderhoudskosten. Nu kan worden aangenomen dat deze kosten in de tijd zullen dalen door leereffecten en technologische ontwikkeling. De hoogte van de kosten is onzeker vanwege onzekerheden over het huidige investeringsniveau per kW geplaatst windvermogen op de Noordzee en over de mate waarin leereffecten zullen optreden. Vanwege de onzekerheden over het initiële investeringsniveau, doordat er nog maar weinig ervaring is opgedaan, en het feit dat investeringen in bijvoorbeeld infrastructuur niet zelden hoger uitpakken dan aanvankelijk geraamd, is in de basisvariant uitgegaan van een gematigde kostendaling. De kosten en baten bij een gunstiger ontwikkeling van investerings- en onderhoudskosten van windenergie op zee zijn eveneens berekend, en wel in een gevoeligheidsanalyse. De investerings- en onderhoudskosten zijn in dat geval ca 700 mln tot 1,2 mld euro lager.

De baten

De bedrijfseconomische baten van de projectalternatieven zijn gelegen in de inkomsten van de verkoop van de opgewekte elektriciteit. De elektriciteitsprijs is afhankelijk van de hoogte van de gasprijs en van de prijs van CO₂-emissierechten.

CO₂-emissierechten

Eerder in deze samenvatting is uitgelegd dat in een systeem van verhandelbare emissierechten voor CO₂ een windpark in Nederland of andere vormen van duurzame elektriciteit *geen* invloed hebben op de totale uitstoot van CO₂. In het SE-scenario wordt over de gehele periode emissiehandel verondersteld, in het GE-scenario stopt het emissiehandelssysteem na 2020. De vermeden CO₂-uitstoot na 2020 in het GE-scenario is niet gewaardeerd, omdat CO₂-reductie alleen in Nederland geen betekenisvol effect heeft op het klimaat. Het ligt in dat scenario niet voor de hand dat er na het uiteenvallen van het systeem wel internationale afspraken gemaakt worden waarin een plafond wordt gesteld aan de CO₂-uitstoot per land.

De emissieprijsen stijgen in het SE-scenario sterk na 2020 tot bijna 90 euro/ton in 2040. De geraamde prijzen tot 2020 zijn met 5 tot 11 euro/ton relatief bescheiden ten opzichte van het

huidige niveau van de emissieprijs van 27 euro/ton (begin juli 2005). De handel is nog erg volatiel en zowel de hoge gasprijs als het wegvallen van veel waterkrachtcentrales door de droogte in Zuid-Europa spelen hier een rol. Omdat de prijzen van CO₂-rechten een belangrijke invloed hebben op de uitkomsten van de KBA en omdat de ontwikkeling van de prijzen onzeker is (hoogte van de plafonds, deelname van landen), zijn de kosten en baten van de projectalternatieven tevens berekend bij een variant waarin de CO₂-emissierechten van 2005-2023 in het SE-scenario op het niveau van 25 euro liggen, waarna de verwachte ontwikkeling in het SE-scenario wordt vervolgd tot 2040. De baten nemen in dat geval met 400-550 mln euro toe. Het kosten-batensaldo van het derde projectalternatief is in dat geval positief.

Daarnaast is een analyse uitgevoerd om te bepalen tegen welke constante schaduwprijs over de gehele periode de vermeden aankoop van CO₂-emissierechten gewaardeerd zou moeten worden om tot een neutraal saldo van kosten en baten te komen (bij de variant met relatief hoge en bij lage investeringskosten voor windenergie op zee). Aan de vermeden aankoop van CO₂-emissierechten moet een relatief hoge waardering worden toegekend ten opzichte van verwachte prijzen van CO₂-emissierechten om tot een neutraal kosten-batensaldo te komen. Ook in het derde projectalternatief, als wordt uitgegaan van relatief gunstige ontwikkeling van de investeringskosten door leereffecten, bedraagt deze nog 40 euro per ton.

Een systeem van verhandelbare CO₂-rechten garandeert dat de goedkoopste optie om uitstoot te reduceren in het nulalternatief is opgenomen. Besparing van elektriciteit zit dus al impliciet in het nulalternatief. De 9% duurzame elektriciteitsdoelstelling van de Europese Unie is vanuit het oogpunt van het reduceren van CO₂-uitstoot niet kosteneffectief. De schaduwprijs van vermeden CO₂-emissies om aan de doelstelling te voldoen bedraagt op basis van indicatieve berekeningen ca 95 euro/ton.

De hoogte van de gasprijzen

Voor een uiteenzetting van de baten uit de verkoop van elektriciteit wordt verwezen naar de paragraaf over olieprijsen eerder in de samenvatting.

Diversificatiebaten

Diversificatie van energiebronnen voor elektriciteitsproductie kan maatschappelijke baten opleveren. De directe kosten van windenergie zouden lager kunnen uitvallen indien de niet-diversificeerbare risico's ervan lager zijn dan die voor conventionele opwekking; in dat geval kan beargumenteerd worden dat de baten van windenergie tegen een lagere disconteringsvoet gewaardeerd dienen te worden, wat tot een hogere contante waarde leidt. Het is onzeker of de niet-diversificeerbare risico's in werkelijkheid inderdaad lager zijn voor windenergie. In een gevoeligheidsanalyse zijn de baten met een disconteringsvoet van 6% contant zijn gemaakt, in plaats van met 7%. Verder bieden investeringen in windenergie een verzekering tegen pieken in gasprijzen. In de KBA komen deze baten echter al tot uiting in de opbrengsten uit

elektriciteitsverkoop: de verwachte toekomstige elektriciteitsprijzen bevatten namelijk al een component die mogelijke prijsspieken vertegenwoordigt.

De contante waarde van de baten van de KBA neemt bij het hanteren van een disconteringsvoet van 6% voor de baten met 800 mln tot 1,4 mld euro toe. De kosten en baten van het derde projectalternatief in het SE-scenario zijn dan aan elkaar gelijk, en als wordt uitgegaan van een gunstiger ontwikkeling van de investeringskosten dan in de ‘basisvariant’, dan is het saldo zelfs 1 mld euro positief.

Indirecte effecten

De bouw van 6000 MW windparken op de Noordzee zou voor Nederland welvaartswinst kunnen opleveren door een concurrentievoordeel als ‘first mover’. De voordelen op dit gebied zijn naar verwachting echter zeer moeilijk te realiseren en met veel onzekerheden omgeven. Er is geen reden om aan te nemen dat het project maatschappelijke welvaartswinst zal opleveren op het gebied van de werkgelegenheid. Op korte termijn zou weliswaar meer werkgelegenheid kunnen ontstaan, hoewel dat niet op voorhand vaststaat, maar op de langere termijn wordt werkgelegenheid niet bepaald door de arbeidsvraag maar door het arbeidsaanbod en door instituties op de arbeidsmarkt. Via doorwerkingen op de arbeidsmarkt zal uiteindelijk alleen verdringing optreden. Er is ook geen reden om aan te nemen dat de toegevoegde waarde van een arbeidsplaats gerelateerd aan de off-shore windparken een hogere toegevoegde waarde kent dan een gemiddelde arbeidsplaats.

Verder heeft het project geen invloed op de elektriciteitsprijzen, de effecten voor andere sectoren zijn nihil. Wel zijn er negatieve effecten voor de welvaart te verwachten door de zogenaamde ‘excess burden of taxes’, kosten die gepaard gaat met belastingheffing. De negatieve effecten door de ‘excess burden of taxes’ moeten waarschijnlijk hoger worden ingeschat dan de eventuele positieve effecten van het ‘first mover advantage’. De indirecte effecten zijn in de KBA uiteindelijk op nul gewaardeerd, waarmee deze effecten naar verwachting licht worden overschat.

Externe effecten

De externe effecten van vermeden emissies van NO_x, SO₂ en PM10 (fijn stof) bedragen 400 à 500 mln euro, waarin NO_x het grootste aandeel heeft. Ten opzichte van de bedrijfseconomische baten zijn de externe effecten relatief beperkt. In de basisvariant zijn de vermijdingskosten constant in de tijd verondersteld. Bij een toename van de waardering van 2% per jaar, waarmee de waardering in 35 jaar verdubbelt, nemen de baten met 200 à 400 mln euro toe.

Op basis van de beschikbare informatie lijken de natuureffecten van windturbines op zee en op het land beperkt. Met name voor windenergie op zee geldt, zoals eerder is gemeld, dat er nog wel veel onzekerheden bestaan, omdat er nog maar weinig ervaring is opgedaan en er nog geen ervaring is opgedaan met een groot aantal windparken. De zichtbaarheid van de turbines vanaf het land is (zeer) beperkt. Voor windturbines op het land zijn de kosten van restricties op het

gebied van de ruimtelijke ordening in de KBA ten gevolge van beperkingen door geluid en visuele hinder niet gewaardeerd. De effecten zijn, zoals gemeld, naar verwachting beperkt, doordat er vanuit is gegaan dat bij de plaatsing van de windturbines hiermee rekening wordt gehouden en grote effecten op dit terrein zoveel mogelijk worden beperkt.

1 Inleiding

Op 15 juni 2004 heeft de vaste Kamercommissie van Economische Zaken overleg gevoerd met de minister van Economische Zaken over de kostenontwikkeling van offshore windenergie in Nederland en de benodigde rijksbijdrage voor het behalen van 6.000 MW windparken op zee (De Vries en Sambeek, 2004). Dit overleg vond plaats naar aanleiding van een motie van de leden De Krom en Hessels.⁴

Op 29 juni 2004 hebben de beide kamerleden opnieuw een motie ingebracht⁵ met als doel om naast de kosten ook de baten van windenergie op zee en de kosten en baten van andere duurzame elektriciteitsalternatieven in kaart te laten brengen. In deze motie wordt de regering verzocht:

”Te onderzoeken op welke wijze de duurzame energiedoelstelling zo kostenefficiënt mogelijk kan worden behaald en de Kamer daarover te informeren;

Daartoe de kosten en baten van windenergie op zee in kaart te brengen afgewogen tegen alternatieve vormen van duurzame energie;

In een kosten-batenanalyse voor elk van de alternatieven in kaart te brengen wat de consequenties zijn voor in ieder geval de rentabiliteit, voorzieningszekerheid, het milieu en ruimtelijke ordening, alvorens wordt besloten tot verdere uitbouw van het windpark op zee.”

Het ministerie van Economische Zaken heeft vervolgens het Centraal Planbureau (CPB) en ECN Beleidsstudies verzocht deze vragen te beantwoorden, wat heeft geresulteerd in deze kosten-batenanalyse (KBA). De analyse borduurt onder meer voort op het raamwerk voor kosten-batenanalyses, zoals dat in de CPB-publicatie ‘Energy Policies and Risks on Energy Markets’ (CPB, 2004) is beschreven en toegepast.

Hoofdstuk 2 besteedt aandacht aan de probleemstelling en aan diverse uitgangspunten van de studie. In hoofdstuk 3 passeren de verschillende vormen van duurzame elektriciteit de revue op basis waarvan in hoofdstuk 4 een uiteenzetting volgt van de invulling van de onderzochte projectalternatieven en het nulalternatief. Hoofdstuk 5 behandelt de kosten van de verschillende alternatieven met uitzondering van de reserv capaciteit die wordt behandeld in hoofdstuk 6. In hoofdstuk 7 worden de bedrijfseconomische baten uiteengezet, in hoofdstuk 8 volgt een uiteenzetting over de ontwikkeling van de olieprijs, terwijl hoofdstuk 9 aandacht besteedt aan de effecten voor de voorzieningszekerheid. Hoofdstuk 10 en 11 behandelen respectievelijk de indirecte effecten en de externe effecten. In hoofdstuk 12 worden de kosten en baten van de

⁴ Kamerstuk 2003-2004, 28241, nr. 14: “inzicht geven in de te verwachten totale en jaarlijkse kosten voor het Rijk, verbonden aan een windpark van 6.000 MW op zee, waarbij alle regelingen betrokken dienen te worden die de investering in, en de bouw en exploitatie van windparken op zee financieel stimuleren of ondersteunen”.

⁵ Kamerstuk 2003-2004, 29575, nr. 2

verschillende projectalternatieven uiteengezet, waarna in hoofdstuk 13 diverse gevoeligheidsanalyses worden uitgevoerd. Hoofdstuk 14 sluit tenslotte af met conclusies.

Hoeveel is 6000 MW windenergie op zee?

6000 Megawatt offshore windenergie levert ca 21 Terrawattuur (TWh)⁶ elektriciteit op jaarbasis. Dit is ca 18% van de elektriciteitsconsumptie op dit moment en 13 tot 15% van de verwachte elektriciteitsconsumptie in 2020. De 1200-1300 windturbines zullen verspreid staan over ca 30 windparken in de Noordzee met een totale oppervlakte van 850 km². Dat is ruim de helft van het oppervlak van de provincie Utrecht of, voor een vergelijking op zee, bijna 3% van de zogenaamde Nederlands Exclusief Economische Zone (EEZ). De windturbines zijn ruim 100 m hoog en hebben een vermogen tussen de 3 en 5 MW. De turbines staan alle meer dan 22 km uit de kustlijn.

⁶ Terra = 10¹²

2 Uitgangspunten studie

2.1 Probleemstelling en afbakening

Het doel van deze studie is tweeledig:

In de eerste plaats beoogt de studie de *kosteneffectiviteit* in beeld te brengen van de verschillende alternatieven om aan de Europese doelstelling te voldoen dat 9% van de *elektriciteitsconsumptie* in Nederland in 2010 op een duurzame wijze wordt opgewekt. Voor 2020 bestaan nog geen concrete doelstellingen op het gebied van elektriciteit. Er bestaat wel een 10%-doelstelling voor duurzame energie voor 2020. Duurzame elektriciteit is een mogelijkheid om in (een deel van) die doelstelling voor 2020 te voorzien. Voor 2020 is in deze studie uitgegaan van een Nederlandse doelstelling om in dat jaar 6000 MW windenergie op zee cq alternatieve vormen van duurzame elektriciteit te laten bijdragen aan de totale elektriciteitsproductie. Hiermee wordt de vraag beantwoord wat de maatschappelijk voordeligste manier is om aan een gegeven doelstelling te voldoen.

In de tweede plaats brengt de studie ook de *kosten en baten* in beeld van 6000 MW windenergie op zee en van alternatieven daarvoor ten opzichte van een zogenaamd ‘nulalternatief’ waarin de doelstellingen niet worden gehaald. Daarmee worden ook de kosten en baten van *de doelstellingen zelf* in kaart gebracht.

Het onderzoek geeft daarmee inzicht in de maatschappelijke kosten en baten van duurzame elektriciteit en in de kosteneffectiviteit van verschillende alternatieven om de duurzame elektriciteitsdoelstellingen te realiseren. Het gaat hierbij om alle alternatieven die momenteel deel uitmaken van de zogenaamde MEP-regeling (wet Milieukwaliteit ElektriciteitsProductie) en om alle kosten en baten gedurende een langere tijdshorizon.

Bij het eerste doel van de studie wordt bewust gesproken over duurzame elektriciteit. Hoewel in de motie de Krom/Hessels geen onderscheid wordt gemaakt tussen duurzame-*energiedoelstellingen* en duurzame-*elektriciteitsdoelstellingen*, richt deze studie zich alleen op elektriciteit. Deze afbakening is ingegeven doordat offshore windenergie als methode om duurzame elektriciteit op te wekken de aanleiding vormt van de studie en vanuit praktische overwegingen. Andere wijzen om CO₂ te reduceren worden impliciet in de analyse meegenomen, omdat vermeden CO₂-emissies gewaardeerd worden tegen de kosten van alternatieve mogelijkheden om eenzelfde hoeveelheid CO₂ te reduceren. In de situatie dat een internationaal systeem van verhandelbare emissierechten bestaat, zoals dat begin dit jaar van start is gegaan, geven de emissiehandelprijzen in principe de marginale kosten van vermindering van CO₂-emissies bij de dan geldende emissieplafonds en technische mogelijkheden van reductie binnen de deelnemende landen. In paragraaf 7.3 wordt hier uitgebreid op ingegaan.

Elektriciteitsbesparing om de realisatie van de doelstelling dichterbij te brengen, zal ook in de analyse worden meegenomen

Wat is een KBA?

De maatschappelijke kosten-batenanalyse, kortweg KBA, is goed verankerd in de economische wetenschap en kent een lange historie. De welvaartseconomie vormt het theoretisch kader van de KBA. Als bij de uitvoering van een project de totale baten voor alle mensen in een samenleving groter zijn dan de totale lasten, wordt verondersteld dat de samenleving er als geheel op vooruit gaat. De theorie hanteert hierbij een breed welvaartsbegrip. Niet alleen financieel-economische effecten, maar ook andere zaken waar mensen waarde aan toekennen, zoals natuur, milieu en gezondheid, spelen een rol. Het gaat dus uitdrukkelijk om *alle relevante* kosten en baten, ook als deze niet of niet goed in geld kunnen worden uitgedrukt. Het CPB voert KBA's uit volgens de OEI-leidraad (CPB, NEI, 2000, aanvullingen 2005).

2.2 Diverse uitgangspunten KBA

Prijspeil, disconteringsvoet en tijdshorizon

Alle kosten en baten die in een geldbedrag kunnen worden uitgedrukt, worden in deze studie uitgedrukt in netto contante waarden in 2005. Het prijspeil is daarbij 2004.

Volgens de aanbevelingen van de Commissie Risicowaardering zou men voor de bepaling van de disconteringsvoet van een kasstroom uit moeten gaan van een risicovrije reële disconteringsvoet van 4% en een markt-risicopremie van 3%. De te hanteren disconteringsvoet wordt dan $4\% + \beta \times 3\%$, waarin β een maat is voor de mate waarin de kasstroom gevoelig is voor het macro-economische risico.

De beta kan geschat worden aan de hand van de gerealiseerde rendementen voor vergelijkbare commerciële activiteiten. De rendementseis die de marktsector hanteert bij haar investeringsbeslissingen, geeft een goede weerspiegeling van de risico's waar de marktsector bij haar beslissingen rekening mee houdt. Aswath Damodaran onderhoudt een bestand van rendementscijfers voor 7091 bedrijven.⁷ Van die bedrijven houden 24 zich bezig met energie-opwekking. De geschatte markt-beta, na correctie voor de mate van financiering met vreemd vermogen, komt voor deze 24 bedrijven uit op 1,14, wat resulteert in een disconteringsvoet van 7,4%. Voor offshore windenergie wordt bij MEP-aanvragen gerekend met een vereist rendement van 15% op geïnvesteerd vermogen, resulterend in een rendement van 8% op de totale investering. Voor andere duurzame bronnen varieert het vereiste rendement van 6 tot 7%.

In deze KBA wordt een disconteringsvoet gehanteerd van 7%. Niet voor alle kosten en baten zal echter deze disconteringsvoet worden gehanteerd. Producenten nemen in hun investeringsbeslissingen de externe effecten, voor zover deze niet (volledig) via heffingen geïnternaliseerd zijn, niet mee (bijvoorbeeld uitstoot van roetdeeltjes, zwaveloxiden en stikstofoxiden voor zover niet geïnternaliseerd met een emissiehandel in stikstofoxiden). Een in de markt gehanteerde rendementseis houdt geen rekening met deze effecten. Omdat deze kosten

⁷ Zie http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

of baten geen correlatie kennen met macro-economische risico's, ligt een disconteringsvoet van 4% meer in de rede. In een gevoeligheidsanalyse in paragraaf 13.3 worden de kosten met 7% verdisconteerd, terwijl de baten met 6% verdisconteerd worden. Dit wordt verder uitgelegd in hoofdstuk 9 over de voorzieningszekerheid.

De 6000 MW windenergie op zee zal in het eerste projectalternatief in 2020 gerealiseerd zijn. Vervolgens wordt dit vermogen op peil gehouden met de benodigde vervangingsinvesteringen tot 2040. De andere projectalternatieven sluiten hierbij aan. De effecten van de maatregelen zijn met behulp van het model Powers van ECN (Rijkers et al., 2001; Seebregts et al., 2004) berekend tot en met het jaar 2040. De kosten en baten van de verschillende projectalternatieven zijn uiteindelijk echter over een oneindige tijdshorizon berekend door de kosten en baten van de jaren 2036-2040 door te trekken naar de toekomst en te verdisconteren met een disconteringsvoet van 7%.

2.3 Scenario's en het nulalternatief

Een KBA vergelijkt een of meerdere projectalternatieven met een nulalternatief. Het nulalternatief schetst 'de wereld zonder uitvoering van het project'. Vaak wordt de analyse uitgevoerd in meerdere scenario's om de invloed van mogelijke ontwikkelingen van buitenaf op de KBA-uitkomsten inzichtelijk te maken. Een scenario is een consistent en plausibel toekomstbeeld.

In de publicaties 'Four futures of Europe' (CPB, 2004) en 'Vier vergezichten op Nederland: Productie, arbeid en sectorstructuur in vier scenario's' heeft het CPB vier toekomstbeelden geschetst voor de internationale economische ontwikkeling tot 2040. Deze KBA analyseert de verwachte kosten en baten van meerdere projectalternatieven ten opzichte van het nulalternatief in twee scenario's, te weten het Global Economy (GE) en het Strong Europe (SE) scenario. Beide scenario's zijn in de zogenaamde Referentieramingen (ECN en MNP, 2005) uitgewerkt. De scenario's verschillen onder meer in het klimaatbeleid, het milieubewustzijn, de economische groei en demografie. De scenario's werden voldoende afwijkend geacht om de invloed van verschillende externe ontwikkelingen op de KBA-resultaten te laten zien. Uit praktische overwegingen was het niet mogelijk de resultaten voor alle vier scenario's uit te werken.

Op deze wijze komen de maatschappelijke kosten en baten van het project '6000 MW windenergie op zee' en van andere projectalternatieven in beeld ten opzichte van de situatie waarin het project niet is uitgevoerd in twee scenario's voor de toekomst.

De belangrijkste uitgangspunten in de Global Economy en het Strong Europe scenario's

Global Economy

In het Global Economy scenario vindt intergouvernementele samenwerking slechts op incidentele basis en gefragmenteerd plaats. De economische groei in Nederland is in dit scenario met gemiddeld 2,1 % per jaar het hoogst. De technologische vooruitgang is in dit scenario ook het hoogst. Overheden beperken zich tot hun kerntaken. De verantwoordelijkheid van de burgers wordt benadrukt en zoveel mogelijk wordt aan de markt overgelaten.

In dit scenario hecht men relatief minder belang aan het milieu dan in het SE-scenario. Tot 2020 is er nog wel sprake van een systeem van verhandelbare rechten in CO₂-emissies, maar dit systeem wordt na 2020 verlaten. De consumptie van energie is relatief hoog en fossiele brandstoffen spelen daarbij een belangrijke rol. Om in de elektriciteitsvraag te voorzien, worden diverse nieuwe kolencentrales gebouwd. Vanwege de relatief krachtige vraag (155 mln vaten olie per dag in 2040) is de structurele olieprijs met 28 dollar per vat in 2040 in dit scenario hoger dan in het SE-scenario. Technologische vooruitgang zal de winningskosten van olie weliswaar omlaag brengen, maar vanwege de hogere vraag zullen de marginale kosten van winning, en daarmee de finale olieprijs uiteindelijk naar verwachting hoger liggen dan in het SE-scenario.

Strong Europe

In het Strong Europe scenario is er veel aandacht voor internationale samenwerking. Het succes van de Europese integratie leidt tot een grotere invloed op wereldschaal. Er komt een communautair innovatiebeleid van de grond en er is sprake van een gecoördineerd R&D-beleid. Ten opzichte van het GE-scenario schrijdt de technologische ontwikkeling iets minder hard voort, mede doordat de economische groei in het SE-scenario met 1,2% gemiddeld per jaar lager uitkomt dan in het GE-scenario. Het sociaal-economisch beleid is gericht op solidariteit en een gelijkmatige inkomensverdeling. Aan de overheid wordt een belangrijker rol toebedeeld dan in het GE-scenario.

In dit scenario wordt een relatief groot belang gehecht aan het milieu. Er is sprake van een systeem van verhandelbare rechten in CO₂-emissies. Met name na 2020 stijgen de prijzen van CO₂-emissierechten hard van 11 euro per ton in 2020 naar een niveau van 84 euro per ton in 2040. Voor de elektriciteitsproductie spelen vanwege de milieu-aspecten kolen een minder belangrijke rol dan in het GE-scenario, er worden geen nieuwe kolencentrales gebouwd. De structurele olieprijs voor de komende decennia wordt in dit scenario geraamd op ca 22 tot 23 dollar per vat. De vraag naar olie op de lange termijn is met 80 mln vaten olie per dag aanzienlijk lager dan die in het GE-scenario

3 Duurzame elektriciteit

In deze paragraaf worden de specifieke kenmerken van verschillende vormen van duurzame elektriciteit uiteengezet, zoals windparken op zee, windturbines op het land, het mee- en bijstoken van biomassa in gas- en kolencentrales, zelfstandige biomassacentrales, zonne-energie, waterkracht.

3.1 Windenergie op zee

Vollast-uren

Het gemiddeld aantal equivalente vollast-uren⁸ voor windturbines op zee wordt voor de eerste parken geschat op 3.350 uur per jaar (ECN, 2004). Afhankelijk van de windsnelheid (die varieert met de hoogte van de windturbine) kan het aantal vollast-uren toenemen.⁹ Er wordt verondersteld dat het aantal vollast-uren vanaf 2009 zal toenemen als gevolg van hogere turbines en windrijkere locaties tot gemiddeld 3.500 vollast-uren per jaar (Connect, 2004). De eerste twee al geplande parken in Nederland van gezamenlijk 220 MW produceren 3.350 uur onder vollast per jaar.

Investeringskosten

Over het huidige niveau van de investeringskosten voor windparken op zee is de internationale literatuur niet eenduidig. Er is op dit moment slechts één park gerealiseerd in de Noordzee (Horns Rev in Denemarken). Lako (2003) komt in onderzoek naar het effect van de locatie van een park op de investeringskosten op een range van 1400 euro/kW tot 2200 euro/kW. De 1400 euro/kW had geen betrekking op een Noordzee locatie, maar op een locatie waar, door een milder klimaat en lagere waterdiepte, een lager kostenniveau verwacht mag worden dan op de Noordzee. Een vergelijking met de huidige literatuur over offshore kosten leert dat 2000 euro/kW een realistische aanname is voor parken op de Noordzee. Deze aanname valt binnen de kostenrange zoals die door Garrad Hassan wordt aangenomen (Morgan, 2003).

De investeringskosten omvatten materiaal- en arbeidskosten, de kosten van elektriciteitsinfrastructuur en -aansluiting en de kosten die gemoeid zijn met vergunningen, MER-procedures (milieu-effectrapportage) etcetera. Na een economische levensduur van 20 jaar dienen de turbines te worden vervangen. Een aantal kosten hoeft dan niet opnieuw te worden gemaakt, zoals de kosten van MER-procedures en een deel van de fundatiekosten. Op basis van de verdeling van de investeringskosten in verschillende posten wordt aangenomen dat de kosten van vervanging 80% bedragen van de initiële investeringskosten op het moment van vervanging. Hierbij wordt aangenomen dat een gedeelte van de elektriciteitsinfrastructuur en

⁸ De hoeveelheid opgewekte elektriciteit die een windturbine op jaarbasis opwekt (in MWh) gedeeld door het vermogen van die windturbine (in MW). Een jaar is genormeerd op 8760 uren.

⁹ De hoeveelheid opgewekte elektriciteit (E) is een functie van de windsnelheid (V) tot de derde macht en de oppervlakte die de rotor bestrijkt. $E = C \cdot V^3 \cdot A$. Vanaf een zekere windsnelheid is de hoeveelheid opgewekte elektriciteit constant (E is gemaximeerd) en bij erg hoge windsnelheden moet de windturbine worden uitgeschakeld.

aansluiting opnieuw gebruikt kan worden. Daarnaast worden de voorbereidingskosten lager ingeschat.

Leereffecten

De ontwikkeling van de investeringskosten voor offshore wind in de toekomst is afhankelijk van verschillende factoren:

- De mate waarin leereffecten optreden op verschillende onderdelen van een offshore windpark.
- De snelheid waarmee de technologie wordt geïmplementeerd (geïnstalleerd vermogen).

Het vaststellen van de plaats van de huidige technologie ontwikkeling op de leercurve is moeilijk. Er zijn verschillende internationale studies verricht naar de ontwikkeling van de investeringskosten in de tijd, onder andere door IEA, Garrad Hassan en Greenpeace. De in de analyse gebruikte methode sluit grotendeels aan bij die van Garrad Hassan (Morgan, 2003), maar de andere studies zijn er wel bij betrokken.

Ontwikkeling kosten door leereffecten

Leereffecten worden in deze studie uitgedrukt in '*progress ratio's*'. Een progress ratio geeft de ontwikkeling van de kosten weer als gevolg van het verdubbelen van het opgestelde vermogen van een bepaalde technologie. Er bestaat consensus over de progress ratio voor windenergie op land. Deze ligt rond de 90% in de afgelopen jaren. Dit betekent dat een verdubbeling van het geïnstalleerde vermogen van windenergie op land een kostenreductie van 10% tot gevolg heeft. Doordat de kostenreductie gerelateerd is aan een *verdubbeling* van de bestaande capaciteit, zal de kostenreductie in de tijd afnemen. Het kost immers steeds meer tijd om een verdubbeling te bereiken.

Voor windenergie op zee is een progress ratio lastig in te schatten. Een belangrijk deel van de kosten komt voort uit specifieke offshore eigenschappen, zoals fundering en installatie. Sommige van de kostencomponenten van offshore zijn toe te wijzen aan technieken die nog in de kinderschoenen staan, en waarvan de verwachting is dat deze snel verbeterd zullen worden. De schaal van offshore projecten is veel groter dan die van de windenergie op land projecten. Hierdoor zijn schaalvoordelen denkbaar, maar ook extra kosten voor bijvoorbeeld noodzakelijke netverzwaringen van het elektriciteitsnet op het land hebben hun weerslag op de ontwikkeling van de totale investeringskosten. De investeringskosten voor wind offshore zijn gerelateerd aan de locatie. Locaties op ondiepe bodem, nabij de kust zijn goedkoper dan locaties ver weg in diep water. Het vol raken van 'relatief goedkopere' locaties kan de verdere kostenreductie als gevolg van leereffecten tot stilstand brengen.

Om de ontwikkeling van de investeringskosten te ramen, is de volgende aanpak gevolgd:

Gekeken is naar de opbouw van de totale investeringskosten van offshore wind. Hierbij is aangenomen dat er componenten zijn die wat leereffect betreft nog in de kinderschoenen staan, en dus relatief snel goedkoper worden, componenten die nog in ontwikkeling zijn maar langzamer verbeterd worden, en componenten waarvan de verwachting is dat er geen leereffecten zullen optreden.

De kostencomponenten zijn opgedeeld in een snel lerende groep, een langzaam lerende groep, en een niet-lerende groep. Deze verdeling is weergegeven in tabel 3.1. De verdeling van de kostencomponenten is afhankelijk van de afstand van de kust, zeediepte en opbouw van het park. Het uitgangspunt voor het model is representatief voor de verwachte gemiddelde parken. In de literatuur wordt de turbine in het algemeen als 'langzaam lerend', aangemerkt. Het leereffect op toren en ondersteuningsconstructie wordt meestal als 'snel' aangemerkt. In deze analyse wordt voor het SE-scenario verondersteld dat de kostenreductie door deze leereffecten worden opgeheven door kostenverhogingen door steeds verder liggende en diepere locaties. Voor het GE-scenario is deze aanname te optimistisch, omdat de investeringskosten in dit scenario minder dalen vanwege relatief geringere investeringen in windenergie op land in de rest van de wereld. Om die reden is voor de kosten van de toren en installatie, die 21% van de totale kosten uitmaken, in de gehele periode een opslag van 15% gehanteerd.

Tabel 3.1 Indeling kostencomponenten wind offshore naar snel lerend, langzaam lerend en niet lerende componenten				
Verdeling	Totaal aandeel in investeringskosten		Bestaande uit:	
Snel lerende component	30%	Transport en installatie	15%	
		Elektriciteitsinfrastructuur en		
		Elektriciteitsaansluiting	15%	
Langzaam lerende component	30%	Turbine	30%	
Niet-lerende component	40%	Overig	2%	
		Vorbereiding	13%	
		Toren en fundatie	25%	

Voor de veronderstelde hoogte van de progress ratio's zijn twee varianten opgesteld: een variant met hogere en een met lagere progress ratio's (ECN, 2004).

Tabel 3.2 Varianten voor de ontwikkeling van de investeringskosten van wind offshore			
Variant	Progress Ratio snel lerende component		Progress Ratio langzaam lerende component
Lage variant	93%		97%
Hoge variant	85%		90%

Het moment waarop het leereffect daadwerkelijk begint, is moeilijk aan te geven. In een aanloopperiode is altijd sprake van schommelende kosten, pas na verloop van tijd treden leereffecten op in de vorm van kostendalingen. Soms nemen de kosten in eerste instantie toe.

De onderhoudskosten bij een windpark in Denemarken bleken bijvoorbeeld veel hoger dan in eerste instantie werd aangenomen, met als gevolg dat voor toekomstige parken duurdere maar minder onderhoudsgevoelige turbines geplaatst zullen worden. In de analyse is aangenomen dat de leereffecten tot 2007 van alle lerende componenten nihil zijn. Daarna hebben de leereffecten een effect op de kostenontwikkeling.

Ontwikkeling wereldwijd geïnstalleerd vermogen

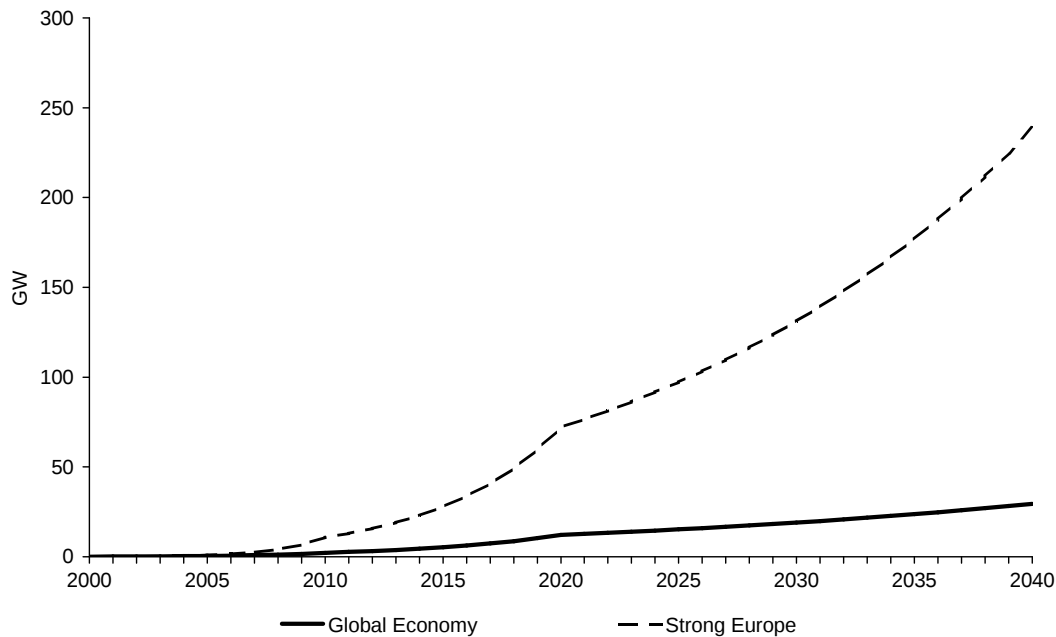
Over de toekomstige ontwikkeling van offshore capaciteit wereldwijd is beperkt literatuur beschikbaar. Voor deze analyse is gekeken naar de studies van Douglas-Westwood (2004), BTM (2004), DEWI (2004) en EWEA (2003). De verwachting is dat windparken op zee voornamelijk binnen Europa worden ontwikkeld. Over de snelheid van de ontwikkeling van de Europese offshore capaciteit is de literatuur niet eenduidig. Een belangrijke reden hiervoor is dat de implementatie van windenergie op zee afhangt van het beleid. Zolang windenergie op zee bedrijfseconomisch niet concurrerend is met de productie van elektriciteit uit conventionele (fossiele) bronnen, zal deze afhankelijkheid blijven bestaan.

De snelheid waarmee internationaal offshore windenergie projecten wordt geïmplementeerd, heeft invloed op de ontwikkeling van de technologie, en daarmee op de ontwikkeling van de investeringskosten. Het SE en het GE-scenario kenmerken zich onder meer door een verschillende houding ten opzichte van het milieu. In het SE-scenario maken overheden zich sterk voor duurzame energie, waardoor in Europa relatief meer windparken op zee worden geplaatst dan in het GE-scenario.

In het SE-scenario worden de doelstellingen van EWEA (European Wind Energy Association) voor de Europese offshore capaciteit als uitgangspunt genomen. Er wordt aangenomen dat er in de EU in 2010 en 2020 respectievelijk 10.000 MW en 70.000 MW windenergie op zee is opgesteld. Het opgesteld vermogen buiten de EU is relatief beperkt: in 2010 omvat dit ongeveer 750 MW, wat in 2020 zal zijn gegroeid tot 2.100 MW.¹⁰ Na 2020 wordt de groei van de capaciteit geraamd op basis van de World Energy Outlook 2004 van de EIA, die het wereldwijd opgesteld windenergie op zee vermogen in 2030 schatten op ca 131 GW. De jaarlijkse groei die nodig is om dit te realiseren (gemiddeld 6%), wordt doorgezet in de periode na 2030, resulterend in een opgesteld vermogen van ongeveer 239 GW wereldwijd in 2040.

Het GE-scenario laat een gematigde Europese ontwikkeling van windenergie zien. In 2010 wordt uitgegaan van 2.250 MW geïnstalleerde offshore windparken, waarvan 750 MW buiten de EU. In 2020 betreft dit ca 12.500 MW geïnstalleerd, waarvan 2.100 MW buiten de EU. Na 2020 wordt aangenomen dat de markt gestaag blijft groeien. In 2040 wordt het wereldwijd opgesteld vermogen geschat op bijna 30 GW. De verwachte ontwikkeling van offshore windenergie in de verschillende scenario's is afgebeeld in figuur 3.1.

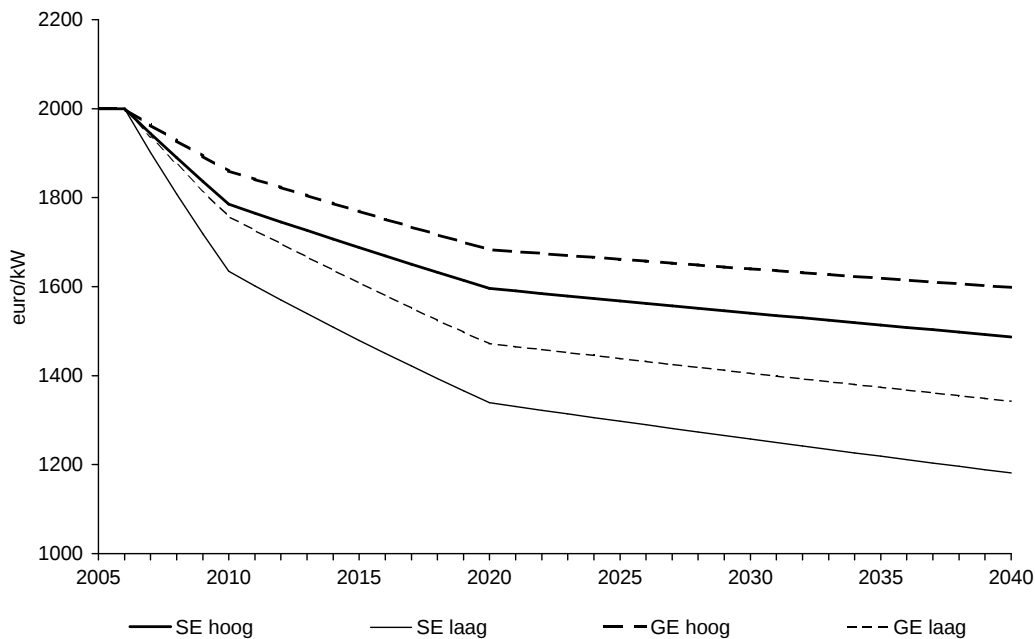
¹⁰ Gebaseerd op een verwachting van 680 MW in 2008 voor Noord-Amerika (Westwood, 2004), met een gemiddelde jaarlijkse groei van 10%.

Figuur 3.1 **Ontwikkeling wereldwijd opgesteld vermogen windenergie op zee in twee scenario's**

De literatuur laat uiteenlopende uitkomsten zien voor de verwachting van leereffecten, van de ontwikkeling van offshore windenergie en voor de hoogte van de investeringskosten op dit moment. In deze studie proberen we door de verschillende aannames in de scenario's deze onzekerheden weer te geven in een zekere bandbreedte in de ontwikkeling van de investeringskosten. In de variant met hoge progress ratio's nemen de kosten van de snel-lerende delen (30% van de totale kosten) bij iedere verdubbeling met 15% af, terwijl dit percentage in de variant met lagere progress ratio's 7% bedraagt. In het SE-scenario, waar in de periode van 2007 tot 2040 het wereldwijd opgesteld vermogen ca 9 maal verdubbelt, bedragen de kosten van het snel-lerende deel in 2040 in de variant met de hoge progress ratio's ca een kwart van het initiële kostenniveau in 2007, terwijl deze in de variant met lage progress ratio's ongeveer de helft van het oorspronkelijke kostenniveau bedragen. Zoals gemeld, zijn de kosten verdeeld in een snel-lerende, een langzaam lerende en een niet-lerende component, waardoor de totale investeringskosten minder dalen dan van alleen de snel-lerende component. De verwachte kostenontwikkeling per kW in de verschillende scenario's is weergegeven in figuur 3.2.

Onderhoudskosten

De onderhoudskosten worden momenteel geraamd op 80 euro/KW. Door leereffecten wordt ingeschat dat deze kosten enigszins zullen dalen naar 67 à 72 euro/KW in het GE-scenario en naar 64 à 70 euro/KW in het SE-scenario in 2040.

Figuur 3.2 Ontwikkeling investeringskosten per kW in de tijd voor windenergie op zee in twee scenario's

3.2 Windenergie op land

Vollast-uren

Voor toekomstige jaren is het gemiddeld aantal vollast-uren in Nederland gesteld op 2.000 uur per jaar (Sambeek et al, 2004).

Investeringskosten

De investeringskosten voor windenergie op land zijn afgeleid uit de berekeningen van de onrendabele toppen voor de MEP en bedragen op dit moment 1150 euro/KW. De investeringskosten omvatten materiaal- en arbeidskosten, de kosten van elektriciteitsinfrastructuur en -aansluiting en juridische kosten. De vervangingsinvesteringen na een periode van 20 jaar worden op basis van een verdeling van de investeringskosten in verschillende posten geschat op 85% van de initiële investeringskosten op het moment van vervanging.

Leereffecten

Evenals bij windenergie op zee worden voor windenergie op land nog leereffecten verwacht. De investeringskosten van windenergie op land zijn sinds de introductie van de windturbine fors gedaald Junginger (2005) en Neij (2004). Bepalende parameters voor de kostenontwikkeling in de toekomst zijn de ontwikkeling van de (wereldwijd) geïnstalleerde capaciteit en de 'progress ratio' die gebruikt wordt om het leereffect per verdubbeling van de geïnstalleerde capaciteit op de investeringskosten te beschrijven.

Ontwikkeling leereffecten

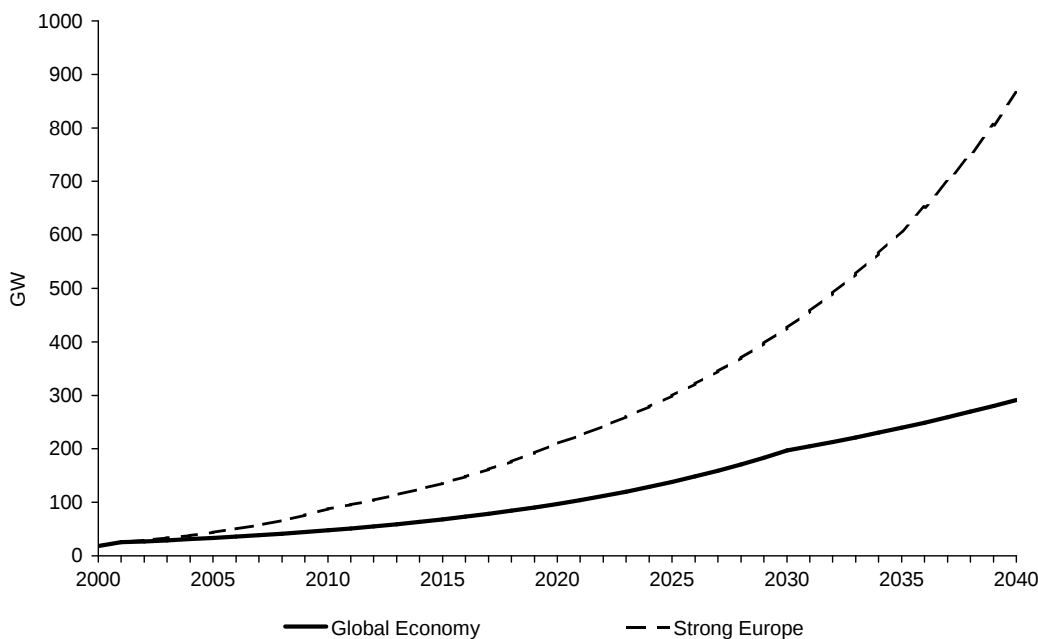
Er bestaat consensus over de progress ratio voor windenergie op land. Deze ligt rond de 90% in de afgelopen jaren. Dit betekent dat een verdubbeling van het geïnstalleerde vermogen van windenergie op land een kostenreductie van 10% tot gevolg heeft. Voor het GE-scenario wordt uitgegaan van een wat conservatievere progress ratio van 92%.¹¹

Geïnstalleerd vermogen

De ontwikkeling van het wereldwijd opgesteld vermogen voor het GE-scenario is gebaseerd op de World Energy Outlook 2004, waarin het opgesteld vermogen windenergie op land in 2030 is geraamd op ca 197 GW. Dit komt overeen met een groei van 7% per jaar. Na 2030 wordt aangenomen dat het groeipercentage afneemt tot 4% per jaar, resulterend in een totaal opgesteld vermogen wereldwijd in 2040 van ca 300 GW.

Het SE-scenario is gebaseerd op de doelen van de EWEA¹² voor 2010 (65 GW) en 2020 (110 GW) voor de EU15. Deze doelen zijn geëxtrapoleerd naar ontwikkelingen voor de rest van de wereld. Na 2020 is dezelfde jaarlijkse groei van 7% aangenomen als in het GE-scenario, resulterend in een totaal opgesteld vermogen van ongeveer 865 GW in 2040.

Figuur 3.3 **Ontwikkeling wereldwijd opgesteld vermogen windenergie op land**



¹¹ In Junginger (2005) wordt betoogd dat de progress ratio van 90% weliswaar geldt voor leercurves voor individuele landen, maar dat wanneer het leersysteem mondiaal gekozen wordt, de progress ratio's tussen 80-85% zouden liggen. Indien deze waarden waren gekozen, zou de kostendaling voor de windparken hoger kunnen liggen.

¹² European Wind Energy Association: Wind Power Targets For Europe, Oktober 2003.

Onderstaande tabel geeft de ontwikkeling van de investeringskosten voor windenergie op land weer.

Tabel 3.3 Investeringskosten windenergie op land in twee scenario's (euro/kW)								
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Global Economy	1070	1026	983	942	903	865	845	825
Strong Europe	1008	908	849	795	753	714	676	641

Onderhouds- en ruimtekosten

De onderhoudskosten voor windenergie op land zijn gebaseerd op de uitgangspunten van de MEP (Sambeek et al, 2004). In de MEP wordt gerekend met een bedrag van 39 euro/kW per jaar aan onderhoudskosten. 18% daarvan (7 euro/kW per jaar) betreft een vergoeding voor het gebruik van de grond, in veel gevallen aan de dienst domeinen van de Nederlandse overheid. Een dergelijke vergoeding hoeft niet gelijk te zijn aan de maatschappelijke kosten. Een windturbine van 1 MW beslaat gemiddeld een grondoppervlak van ca 100 m². De bodemplaat waarop de turbine gefundeerd is, heeft dit oppervlak. Turbines met hogere ashoogtes en een grotere rotordiameter hebben een grotere fundering nodig en zullen iets meer ruimte in beslag nemen. Zo kent een turbine van 1,5 MW een ruimtebeslag van ongeveer 150 m². Een vergoeding voor grondgebruik van 7 euro/kW per jaar komt overeen met een jaarlijkse vergoeding van ca 70 euro/m² voor het directe grondgebruik.

De alternatieve kosten van aanwending van de grond hangen af van de alternatieve bestemming van die grond. In het geval van landbouwgrond wordt vaak gerekend met een bedrag van 4 euro/m², wat met een disconteringsvoet van 7% overeenkomt met een bedrag van 0,3 euro/m² per jaar. Voor bedrijventerreinen gelden aanzienlijk hogere kosten van alternatieve bestemming, maar nog altijd niet meer dan ca 60 euro/m², wat met 7% disconteringsvoet neerkomt op ca 4 euro/m² per jaar.

Nu is een raming van 100 m² aan ruimtebeslag te laag, omdat in niet bebouwd gebied vaak ook toegangswegen aangelegd moeten worden die ruimte innemen. In deze analyse is gerekend met maatschappelijke kosten van ruimtegebruik van 1 euro/kW, waarmee de onderhoudskosten uit de MEP van 39 euro/kW worden gereduceerd tot 33 euro/kW per jaar aan maatschappelijke kosten voor onderhoud en ruimtegebruik. De totale onderhoudskosten van windenergie op land dalen door leereffecten in de tijd.

De kosten voor landschap en natuur zijn in bovenstaande analyse overigens niet meegenomen. Hierop wordt in paragraaf 11.4 nader ingegaan.

3.3 Biomassa meestook

Het meestoken van biomassa is het toevoegen van biomassa aan het bestaande verbrandingsproces in een kolen- of gascentrale. De enige voorbewerking betreft het vermalen van de biomassa, in het geval van vaste biomassa, en het toevoegen van de biomassa aan het

verbrandingsproces. In de analyse is uitgegaan van houtpallets als referentiebrandstof. Naast houtpallets blijken ook andere biogene brandstoffen te worden ingezet in kolencentrales (Novem/KEMA, 2003a). Met uitzondering van bio-olie zijn deze brandstoffen goedkoper dan houtpallets. De operationele kosten zijn daarentegen hoger. De kostenfactoren blijken elkaar binnen een zekere bandbreedte te compenseren. Het maximale meestookpercentage ligt op 15% van het kolen- of gasvermogen. In gasgestookte centrales kan zuivere bio-olie, bijvoorbeeld palmolie, worden meegestookt.

Draaiuren

Het aantal draaiuren voor het meestoken van biomassa in elektriciteitscentrales is gesteld op 7000 uur per jaar (MEP).

Investeringskosten

Voor het meestoken van houtpallets in kolencentrales bedragen de investeringskosten 585 euro/kW_e (220 euro/kW_{th}). Dit bedrag zal naar verwachting niet dalen. De technologie om biomassa toe te voegen aan kolencentrales bestaat uit het installeren van een toevoerband, een hamermolen om de biomassa te verpulveren en het opzetten van een infrastructuur voor de aanvoer van biomassa. Dit zijn onderdelen waarop weinig innovatie of leereffecten te verwachten zijn.

Onderhoudskosten

De onderhoudskosten omvatten het onderhoud en beheer van de installatie en meerkosten die samenhangen met het meestoken van biomassa, zoals de afvoer van reststoffen. De totale onderhouds- en operationele kosten bedragen 1,2 ct/kWh_e en worden verondersteld gelijk te blijven in de tijd.

Brandstofkosten

De kosten van het meestoken van biomassa worden in belangrijke mate bepaald door de brandstofkosten: de kosten van de biomassa. De brandstofprijs voor het meestoken van houtpallets in kolencentrales wordt voor de langere termijn verwacht te stabiliseren op ca 5 euro/GJ. Tot 2010 wordt de houtpelletprijs op 6 euro/GJ gesteld.

3.4 Biomassa bijstook

Het bijstoken van biomassa is een andere techniek dan het meestoken. Bij bijstoken wordt biomassa vergast, wat vervolgens wordt ingevoerd in het verbrandingsproces. Dit is mogelijk in zowel kolen- als gascentrales. Hoewel de materiaalkosten relatief laag zijn doordat afvalstromen kunnen worden ingezet, is het perspectief op middellange termijn beperkt. Voor het bijstoken van biomassa dienen, in tegenstelling tot bij het meestoken, de bedrijfsprocessen aangepast te worden, hetgeen gepaard gaat met risico's voor het bedrijfsproces. Na 2010 is de

verwachting dat door ervaring uit demonstratieprojecten het risico in de bedrijfsvoering is beperkt. Het maximale bijstookpercentage wordt geschat op 20% van het kolen- of gasvermogen.

Draaiuren

Het aantal draaiuren bedraagt ca 7000 per jaar. Het rendement wordt verondersteld constant te blijven in de tijd.

Investeringskosten

De investeringskosten worden geraamd op 2380 euro/kW_e (750 euro/kW_{th}) en zijn constant in de tijd verondersteld.

Onderhoudskosten en operationele kosten

De onderhouds- en operationele kosten worden geraamd op 3,1 ct/KWh_e en worden constant geacht in de tijd.

Brandstofkosten

De brandstofkosten zijn nihil, omdat gebruik kan worden gemaakt van afvalmateriaal.

3.5 Zelfstandige biomassa-installaties

Voor zelfstandige biomassa-installaties wordt onderscheid gemaakt in grootschalige en kleinschalige installaties. Kleinschalige installaties zijn installaties kleiner dan 50 MW_e. Gedacht moet worden aan bijvoorbeeld kleinschalige vergistingsinstallaties (mestvergisting, co-vergisting van biomassa met mest), kleinschalige houtcentrales of kleinschalige bio-olie installaties. Kleinschalige installaties zijn vaak WKK's, grootschalige installaties zijn meestal alleen gericht op elektriciteitsproductie. Grootschalige installaties zijn groter dan 50 MW_e.

Draaiuren

Voor grootschalige installaties wordt het aantal draaiuren geraamd op 7500 uur per jaar (MEP).

Investeringskosten

Voor deze analyse is uitgegaan van 2900 euro/kW_e, hetgeen overeenkomt met de aannames uit de MEP.

Onderhoudskosten en operationele kosten

De onderhoudskosten worden geraamd op 250 euro/kW_e en worden constant verondersteld in de tijd.

Brandstofkosten

Voor de brandstofkosten wordt uitgegaan van houtsnippers als referentiebrandstof, met een prijs van 4 euro/GJ.

3.6 Zonne-energie

Vollast-uren

Het aantal vollast-uren van een PV-installatie bedraagt in Nederland gemiddeld 790 uur per jaar en ontwikkelen zich (voor nieuwe installaties) naar 850 uur per jaar.

Investeringskosten

De verwachting is dat de investeringskosten voor zonne-energie door leereffecten aanzienlijk zullen dalen in de tijd. De huidige investeringskosten worden verondersteld tussen de 3775 en 4050 euro/kW_{piek}¹³ te liggen. In de toekomst is de verwachting dat deze zullen dalen naar 750-1400 euro/kW_{piek}. De daling van de investeringskosten is afhankelijk van de ontwikkeling van het wereldwijd opgesteld vermogen en van de progress ratio's. Het wereldwijd opgesteld vermogen wordt verondersteld te groeien in het SE-scenario tot 1bijna 2000 GW_{piek}. In het GE-scenario kan het wereldwijd opgesteld vermogen groeien tot ongeveer 610 GW_{piek}. De progress ratio's die worden gehanteerd, bedragen 84% voor SE, en 87% voor GE. De economische levensduur van zonnepanelen bedraagt 20 jaar.

Onderhoudskosten

De onderhoudskosten worden geraamd op 57-61 euro/kW_{piek} in 2005 en dalen naar verwachting tot 12-21 euro/kW_{piek} in 2040.

3.7 Waterkracht, Riool- en afvalwaterwaterzuiveringsinstallaties, afvalverbrandingsinstallaties

Het potentieel voor kleinschalige waterkracht in Nederland is beperkt. Veelal is voor kleinschalige toepassing het verloop te klein. Voor grootschalige toepassing zijn de economische (beperking van scheepvaart) of ecologische (schade aan vissen) weerstanden te groot.

Voor Riool- en afvalwaterzuiveringsinstallaties (RWZI en AWZI) geldt dat de stroomproductie weliswaar onder de MEP-regeling valt, maar dat de overweging om RWZI's of AWZI's te plaatsen niet is ingegeven vanuit elektriciteitsproductie, maar vanuit de verwerking van afvalwater. Ook voor AVI's geldt dat de leidende motieven voor de bouw van een afvalverbrandingsinstallatie niet gelegen is in de productie van elektriciteit, maar in de verwerking van afval. Voor deze studie wordt er dan ook vanuit gegaan dat het bouwen van RWZI's, AWZI's en AVI's ten behoeve van additionele stroomproductie geen optie is.

¹³ Maximal piekvermogen van een PV-cel.

4 Invulling van nul- en projectalternatieven

Voor de projectalternatieven gelden de volgende randvoorwaarden:

De eerste randvoorwaarde is dat de Nederlandse duurzame elektriciteitsdoelstelling voor 2010 wordt gehaald.

De tweede randvoorwaarde is dat voor de periode ná 2010 de productie van een windpark van 6.000 MW windenergie op zee als doelstelling wordt genomen of dat tenminste eenzelfde percentage van de verwachte elektriciteitsconsumptie in 2020 duurzaam moet zijn opgewekt als 6.000 MW windenergie op zee aan elektriciteit produceert (naar verwachting 21 TWh)

De KBA werkt drie projectalternatieven uit. In het eerste projectalternatief wordt in 2020 6.000 MW windenergie op zee geplaatst. In het tweede projectalternatief wordt gestreefd naar zo laag mogelijke bedrijfseconomische kosten. Alle bekende duurzame energiebronnen, waaronder ook windenergie op zee, kunnen hiervoor worden ingezet. *Besparing* van elektriciteit is in dit alternatief niet meegenomen. De kosten en baten die gepaard gaan met besparing zijn weergegeven in paragraaf 13.1. Het derde projectalternatief geeft het effect op de kosten en baten weer van *faseren* van de plaatsing van 6000 MW windenergie op zee tot 2030. De aanleg van windparken wordt in deze variant wel gestart in 2006, maar het tempo van aanleg na 2010 neemt af.

Hieronder volgt eerst een uiteenzetting van de invulling van het nulalternatief. In paragraaf 4.2 - 4.4 wordt de invulling van de projectalternatieven uiteengezet.

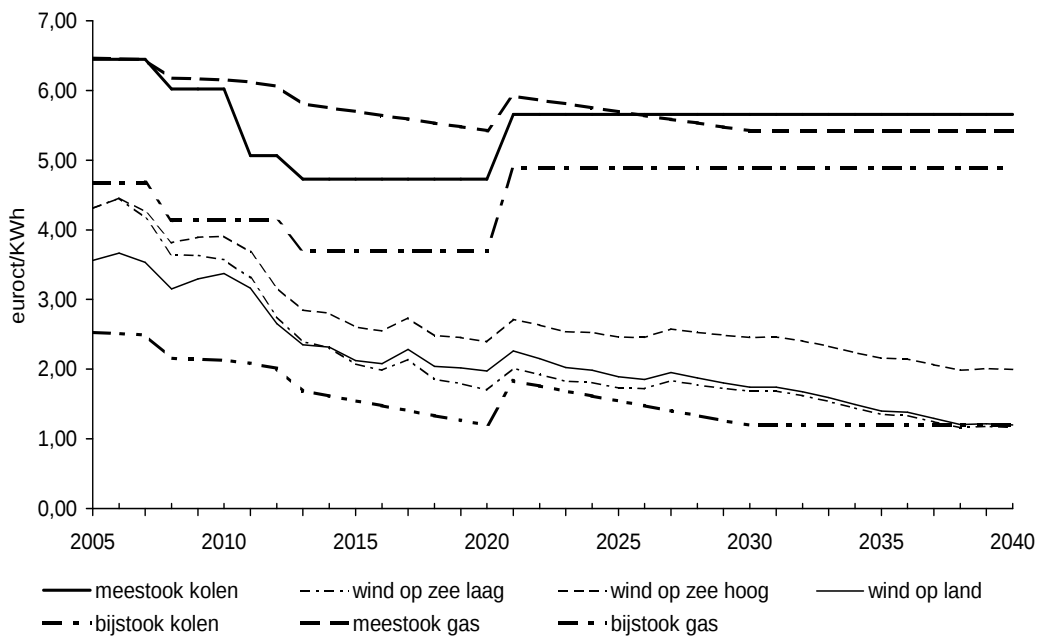
4.1 Invulling nulalternatief

Om een analyse te kunnen maken van de kosten en baten van verschillende mogelijkheden om de doelstellingen op het gebied van duurzame elektriciteit te halen, zullen in het nulalternatief na 2005 *geen* nieuwe bronnen voor duurzame elektriciteit worden aangewend op basis van overheidssubsidies, met uitzondering van maatregelen waarvoor al besluiten zijn genomen (220 MW windenergie op zee). Concreet betekent dit dat in het nulalternatief in beide scenario's er vanaf 2005 geen aanvullend beleid meer zal worden ingezet op duurzame elektriciteitsproductie. De capaciteit die tot 2005 geplaatst is, zal gedurende de economische levensduur blijven staan en dan uitvallen. In het nulalternatief zullen de 2010 doelstellingen dan ook niet worden gehaald.

Wél zal in het nulalternatief de inzet van duurzame elektriciteit worden opgenomen als dit vanuit bedrijfseconomische overwegingen door de producenten te verkiezen is boven opwekking van elektriciteit met conventionele energiebronnen (gas en kolen). Dit kan het geval zijn als de kosten van opwekking met duurzame bronnen opwegen tegen de kosten van opwekking met conventionele bronnen door stijgende prijzen van verhandelbare CO₂-emissierechten, stijgende brandstofkosten en dalende kosten van duurzame opwekking. Bij

elektriciteitsopwekking door conventionele bronnen komt CO₂ vrij, de opwekking met duurzame energiebronnen is CO₂ neutraal.¹⁴ In een wereld met verhandelbare CO₂-emissierechten vormen de aan- dan wel verkoop van CO₂-emissierechten bedrijfseconomische kosten of baten. De kosten die gemoeid zijn met de uitstoot van CO₂ door elektriciteitsopwekking zijn besloten in de elektriciteitsprijs.

Figuur 4.1 Kosten/Kwh minus opbrengsten van verschillende technologieën voor duurzame elektriciteit in het GE-scenario



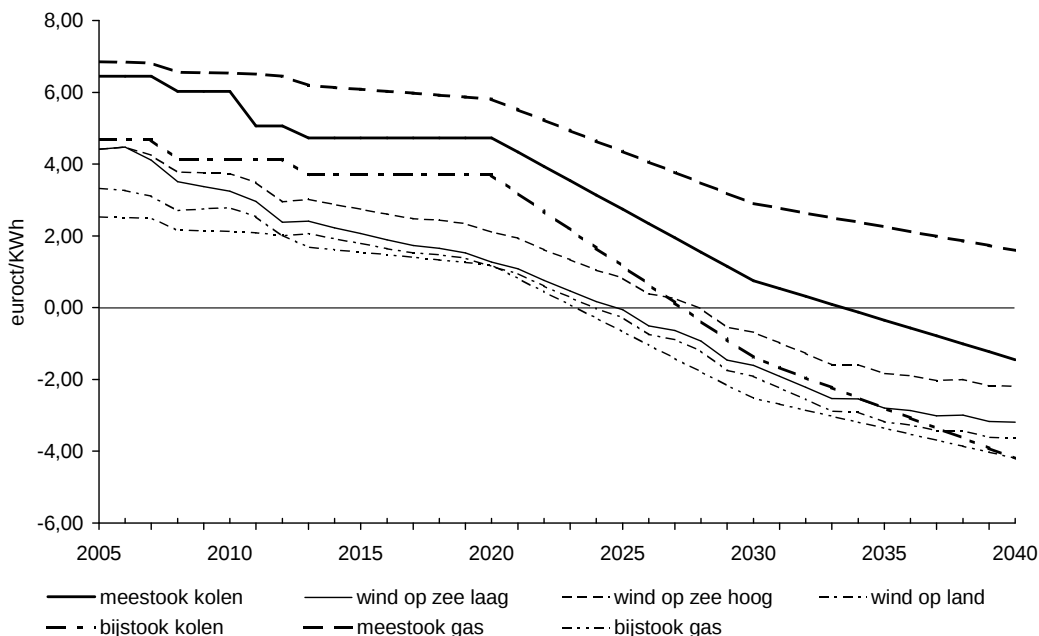
Figuren 4.1 en 4.2 geven voor beide scenario's voor de verschillende duurzame technologieën inzicht in het bedrijfseconomische rendement bij de gedane aannames voor deze technologieën, zoals verwoord in hoofdstuk 3. Op de verticale as zijn voor de verschillende technologieën de kosten minus de opbrengsten weergegeven. De productiekosten omvatten de brandstofkosten, onderhouds- en operationele kosten en financieringskosten van investeringen per KWh. Deze kosten zijn voor het meestoken dan wel bijstoken in kolen- en gascentrales vergeleken met de kosten van het opwekken van elektriciteit met kolen dan wel gas (inclusief de emissierechten voor CO₂ die dan betaald zouden moeten worden ten opzichte van de situatie waarin wordt mee- dan wel bijgestookt). Voor de andere technologieën bestaat de bedrijfseconomische afweging uit een vergelijking van de eerder genoemde kosten en de opbrengst uit de verkoop van elektriciteit (waar de vermeden CO₂-rechten zijn geïnternaliseerd in de elektriciteitsprijs). Er is gerekend met een disconteringsvoet van 7% voor alle technologieën en met de economische levensduur van de verschillende technologieën. Als een curve van een technologie

¹⁴ Het mee- en bijstoken van biomassa geldt als CO₂-neutrale brandstof. Uit de Externe-studie blijkt dat de hoeveelheid opgenomen CO₂ bij de groei van biomassa ongeveer 94% bedraagt van de hoeveelheid CO₂ die vrijkomt bij het verbranden en onder meer het transport van de biomassa. Omdat deze uitstoot niet meetelt voor de nationale uitstoot, omdat de hoeveelheid relatief beperkt is en omdat het mee- en bijstoken van biomassa een relatief geringe bijdrage levert aan de invulling van de projectalternatieven, is met dit verschil in de analyse geen rekening gehouden.

in een jaar de x-as snijdt, dan is deze technologie, bij de aannames die gedaan zijn voor de technologie in het betreffende scenario (zie hoofdstuk 3), vanuit bedrijfseconomisch oogpunt rendabel.

Uit figuur 4.1 blijkt dat in het GE-scenario in de periode tot 2040 de bedrijfseconomische kosten van de duurzame technologieën hoger zijn dan de opbrengsten, waardoor elektriciteitsopwekking uit deze duurzame energiebronnen bedrijfseconomisch niet 'uit' kan. De knik na 2020 is het gevolg van het wegvallen van het emissiehandelssysteem voor CO₂ na 2020, waardoor de baten uit de vermeden aankoop van rechten voor CO₂-emissies bij elektriciteitsopwekking uit duurzame bronnen ten opzichte van conventionele bronnen, wegvallen. Dit is ook een van de belangrijkste redenen waarom elektriciteitsopwekking uit duurzame bronnen in dit scenario vanuit bedrijfseconomische afwegingen niet gunstig scoort.

Figuur 4.2 Kosten/Kwh minus opbrengsten van verschillende technologieën voor duurzame elektriciteit in het SE-scenario



Uit de figuur blijkt dat in het SE-scenario in de loop der tijd verschillende vormen van duurzame elektriciteitsopwekking bedrijfseconomisch rendabel worden. Voor het bijstoken van biomassa in gascentrales is dat in ca 2023, het bijstoken in kolencentrales in ca 2028, het plaatsen van windturbines op land en op de zee in de jaren 2025-2027 en het meestoken van biomassa in kolencentrales in 2033.

In het nulalternatief worden echter alleen duurzame bronnen van elektriciteitsopwekking opgenomen waarvoor *geen* maatregelen in de sfeer van de ruimtelijke ordening noodzakelijk zijn. Voor het plaatsen van windturbines op zee of op het land is een actieve rol van de overheid noodzakelijk. Deze alternatieven worden - met uitzondering van maatregelen waarvoor al

besluiten zijn genomen - niet in het nulalternatief opgenomen, ook al zouden deze vanuit bedrijfseconomische afwegingen te prefereren zijn boven opwekking uit conventionele bronnen. Ook voor het mee- en bijstoken van biomassa zijn milieuvergunningen nodig. In het nulalternatief wordt er echter vanuit gegaan dat als elektriciteitsproducenten vanuit bedrijfseconomische overwegingen mee- dan wel bijstoken van biomassa verkiezen boven conventionele bronnen, dat deze vergunningen zullen worden verstrekt.

Voor de invulling van het nulalternatief is dus de keuze gemaakt windenergie op zee en windenergie op land niet in te zetten, ook al zijn deze vanuit bedrijfseconomische afwegingen rendabel. Deze keuze heeft consequenties voor de uitkomsten van de KBA en voor de interpretatie van de uitkomsten. In het geval dat in het SE-scenario het nulalternatief wel windenergie op zee en windenergie op land zou bevatten als dit bedrijfseconomisch rendabel is, dan zouden vanaf zeg 2025 voor de verschillende projectalternatieven zowel de kosten als de baten die gepaard gaan met windenergie op zee en windenergie op land lager zijn. Omdat juist vanaf die tijd de verwachte baten van windenergie op zee en windenergie op land in het SE-scenario hoger zijn dan de verwachte kosten, zouden de uitkomsten van de KBA's van de projectalternatieven negatiever uitvallen. Immers, in dat geval zouden in de jaren dat windenergie op zee en windenergie op land bedrijfseconomisch onrendabel zijn, de kosten en baten wel in de analyse worden meegenomen, terwijl voor de jaren dat de baten de kosten overtreffen dit niet zou gebeuren, omdat het projectalternatief dan wat betreft de inzet van windenergie gelijk is aan het nulalternatief.

In de figuren 4.6 en 4.10 is een grafisch overzicht gegeven van de invulling van het nulalternatief voor de beide scenario's wat betreft de elektriciteitsproductie uit verschillende energiebronnen. De invulling van duurzame energiebronnen verschilt niet tussen de scenario's tot 2023. In het GE-scenario vindt elektriciteitsopwekking relatief meer in kolencentrales plaats ten opzichte van het SE-scenario. Ook de elektriciteitsvraag verschilt tussen de beide scenario's.

Duurzame energie

In het nulalternatief worden alleen de eerste twee reeds geplande windparken geplaatst met een gezamenlijk vermogen van 220 MW. Deze windparken produceren ca 737 GWh¹⁵ per jaar (op basis van 3350 vollast-uren). De windturbines hebben een levensduur van 20 jaar. Na 20 jaar worden de windturbines in het nulalternatief vervangen als deze rendabel zijn.

Aangenomen wordt dat het totaal opgesteld vermogen van windenergie op land oploopt in 2005 tot 1150 MW (1080 MW in 2004) (WSH, 2005). Na 2005 wordt geen nieuwe capaciteit bijgeplaatst, wel blijft de capaciteit die al is opgezet, produceren tot het einde van de economische levensduur. De productie neemt af van 2300 GWh in 2005 tot nul in 2020.

Het afbouwen van biomassa meestook in centrales is erg eenvoudig: in plaats van biomassa worden weer kolen gestookt. Hierdoor kan de productie van elektriciteit uit biomassa in

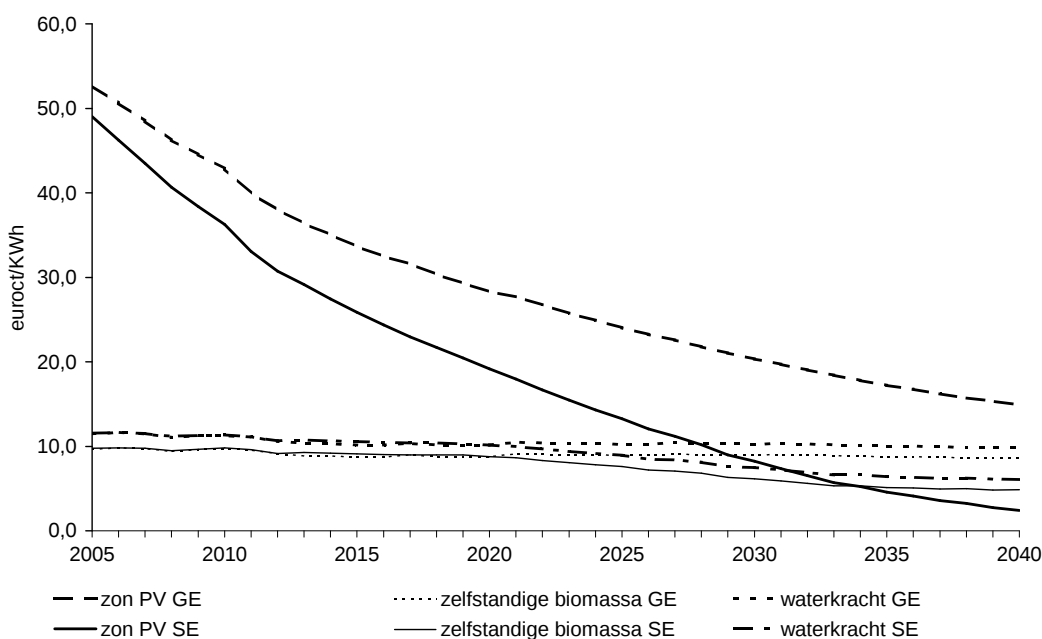
¹⁵ Gigawattuur (giga = 10⁹)

centrales heel snel worden stopgezet. De productiecapaciteit voor 2005 wordt geschat op 200 MW met een bijbehorende productie van 1400 GWh. In het SE-scenario wordt vanaf 2033 het maximale potentieel van 5740 GWh aan biomassa meegestookt in kolencentrales

Bijstoken van biomassa gebeurt op dit moment nog nauwelijks in Nederland. In het SE-scenario is na 2023 het bijstoken van biomassa in gascentrales en vanaf 2028 in kolencentrales bedrijfseconomisch rendabel. Het maximale potentieel van deze technologieën is dan ook opgenomen in het nulalternatief.

Er zijn nog maar weinig zelfstandige biomassacentrales. In het nulalternatief worden geen nieuwe eenheden bijgeplaatst.

Figuur 4.3 Kosten/Kwh minus opbrengsten van verschillende technologieën voor duurzame elektriciteit in het GE- en SE-scenario



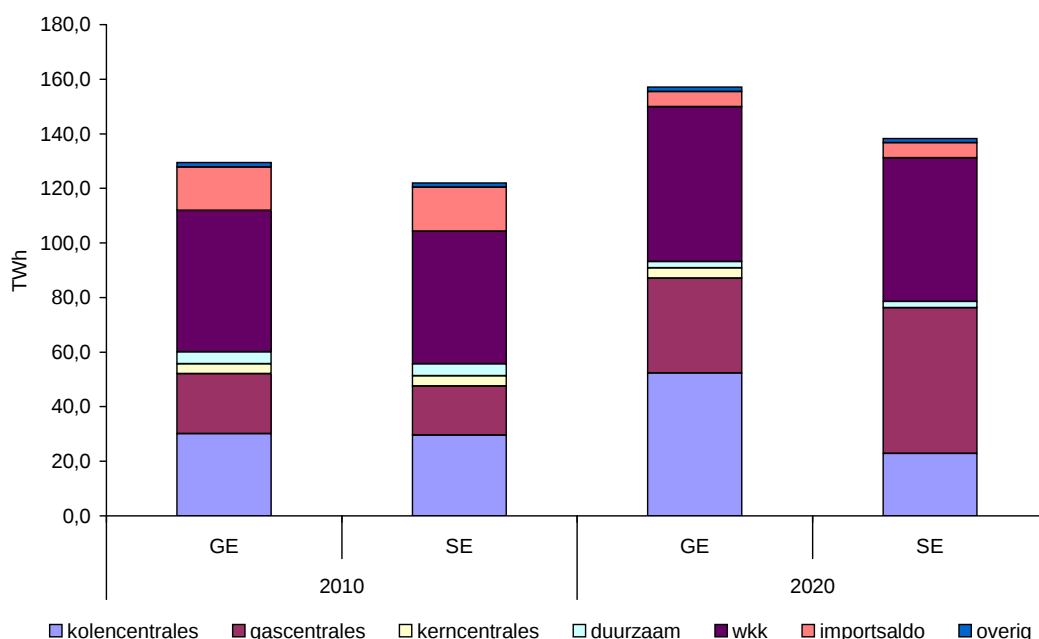
Er zijn nog diverse andere vormen van duurzame energiebronnen om elektriciteit op te wekken: zonne-energie, kleinschalige waterkracht, riool- en afvalwater-zuiveringsinstallaties en afvalverbrandingsinstallaties (AVI's). Er treden geen of zeer geringe verschillen op in elektriciteitsproductie van deze bronnen tussen de projectalternatieven en het nulalternatief. Dit heeft te maken met relatief hoge kosten (zonne-energie) en beperkte mogelijkheden (waterkracht). In de volgende figuur zijn de verwachte kosten minus de opbrengsten per KWh weergegeven van zonne-energie, waterkracht en zelfstandige biomassacentrales in zowel het GE- als het SE-scenario. Zoals uit de figuur blijkt is het saldo van kosten en opbrengsten van deze duurzame technologieën aanzienlijk minder gunstig dan dat van de eerder besproken duurzame technologieën die in de figuren 4.1 en 4.2 uiteen zijn gezet. Voor AVI's geldt dat duurzame elektriciteit ook in het nulalternatief is opgenomen, omdat deze vorm van duurzame elektriciteit niet afhankelijk is van de MEP. Voor alle jaren geldt dat de hoeveelheid duurzame elektriciteit door AVI's in het project- en nulalternatief aan elkaar gelijk is. In 2005 wordt ca

1,1 TWh aan duurzame elektriciteit met behulp van AVI's opgewekt. Dit is ca 1% van de totale elektriciteitsconsumptie op dit moment en bijna 20% van de hoeveelheid geproduceerde duurzame elektriciteit.

Conventionele energie

Een belangrijk verschil op het gebied van conventionele energie tussen het SE- en het GE-scenario betreft de bouw van nieuwe kolencentrales in het GE-alternatief. Aan kernenergie wordt in deze publicatie verder geen aandacht geschonken, omdat het geen onderdeel vormt van de studie (kernenergie wordt niet gerekend tot duurzame energie, onder meer vanwege de afvalproblematiek). Elektriciteitsproductie door duurzame bronnen zal in beginsel geen elektriciteitsproductie door kernenergie vervangen, omdat de marginale kosten van kernenergie lager zijn dan die van kolen en gas. In het GE- en SE-scenario maakt kernenergie maar beperkt onderdeel uit van de elektriciteitsvoorziening in Nederland (centrale Borssele). Een groter aandeel kernenergie in de toekomst zou de resultaten van deze KBA niet beïnvloeden, tenzij het aandeel dermate hoog is, dat elektriciteitsproductie uit duurzame energiebronnen in de projectalternatieven ten koste zou gaan elektriciteitsproductie uit kernenergie. In figuur 4.4 is de totale elektriciteitsproductie in het nulalternatief in het GE- en het SE-scenario weergegeven in 2010 en 2020.

Figuur 4.4 Elektriciteitsproductie in nulalternatief GE- en SE-scenario in 2010 en 2020



4.2 Projectalternatief 1

Dit projectalternatief is gebaseerd op de doelstelling van 6000 MW windenergie op zee in 2020. Het gaat niet om één groot windpark, maar in totaal om ca 30 windparken (1200 tot 3000

windturbines) met een totale oppervlakte van 850 km² in de Noordzee. De windturbines zijn ruim 100 m hoog en hebben per windturbine een vermogen tussen de 3 en 5 MW. Tot 2010 wordt 700 MW geplaatst. Na 2010 worden windparken bijgeplaatst tot een totaal vermogen van 6.000 MW in 2020 dat op peil wordt gehouden tot 2040. De invulling is gebaseerd op “Schatting van de kostenontwikkeling van offshore windenergie in Nederland en de benodigde Rijksbijdrage voor het behalen van 6.000 MW in 2020” en het Connect 6.000 MW project, waarin de ontwikkeling van de parkgrootte en de mogelijke locaties in kaart is gebracht.

Doelstelling 2010

Om de EU-doelstelling te halen, moet in 2010 9% van de vraag naar elektriciteit vanuit duurzame bronnen worden ingevuld. De elektriciteitsvraag in beide scenario's volgt uit de referentieraming 2005, en is weergegeven in tabel 4.1.

Tabel 4.1	Elektriciteitsvraag en aandeel daarvan opgewekt door duurzame energiebronnen in 2010 in twee scenario's	
	Elektriciteitsvraag 2010 [TWh]	Aandeel duurzaam 9% [TWh]
Global Economy	132	11,9
Strong Europe	124	11,2

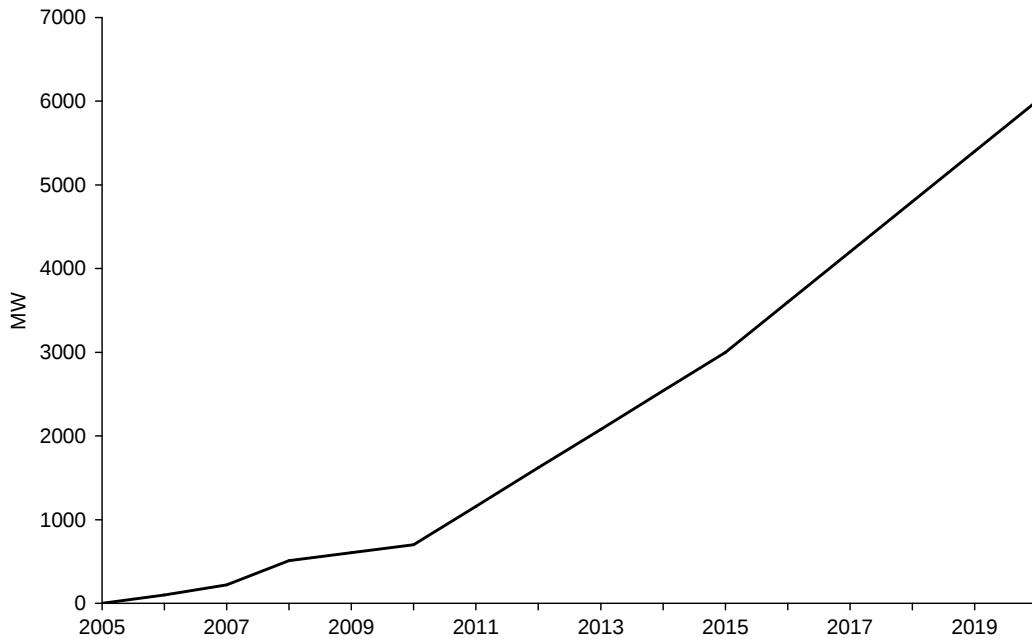
Deze productie wordt opgewekt uit windenergie op zee, windenergie op land, biomassa en overige duurzame elektriciteitsbronnen. Windenergie op zee is weliswaar vanuit bedrijfseconomische redenen te verkiezen boven het meestoken van biomassa, maar aanleg vergt een aantal jaren. Om in 2010 aan de EU-doelstellingen voor duurzame elektriciteit te voldoen, wordt naast windenergie op land ook het meestoken van biomassa en een gering aantal zelfstandige biomassacentrales ingezet. De invulling van dit projectalternatief verschilt tussen de scenario's tot 2010 alleen in de totale duurzame elektriciteitsproductie.

Periode na 2010

Verondersteld wordt dat na 2010 alleen nog subsidies voor windenergie op zee worden verstrekt. Hierdoor zal voor windenergie op land en biomassa geen nieuwe capaciteit worden geplaatst en zal de bestaande capaciteit na verloop van tijd worden afgebroken.

Windenergie op zee

Op basis van de doelstelling van 6.000 MW in 2020, de situatie in 2004 en de inzichten over de verwachte ontwikkelingen op het gebied van offshore wind in Nederland tot 2009, is in samenwerking met ECN Windenergie een scenario opgesteld voor de groei van de geplaatste capaciteit (ECN-C-04--045). De ontwikkeling van het vermogen aan windparken is gegeven in Figuur 4.5. Na 2020 wordt het vermogen op het peil van 6.000 MW gehouden. Windturbines worden na 20 jaar vervangen. De ontwikkeling van de capaciteit is in beide scenario's gelijk.

Figuur 4.5 Ontwikkeling opgesteld vermogen windenergie op zee in Nederland

In 2005 is gestart met het vergunningentrajec voor windparken op de Noordzee. De verwachting is dat in 2008 begonnen wordt met de bouw van nieuwe parken. In 2009 is een park van 100 MW gereed. Vervolgens gaat de ontwikkeling sneller, omdat er inmiddels enige ervaring is opgedaan met de bouw van windparken in de Noordzee: in 2010 wordt een geïnstalleerd vermogen van 700 MW haalbaar geacht, in 2015 in totaal 3000 MW en voor 2020 is de doelstelling van 6.000 MW als uitgangspunt genomen. De capaciteitsgroei tussen 2010 en 2015, en tussen 2015 en 2020 wordt lineair verondersteld. Aan de hand van het opgestelde vermogen en het verwachte aantal vollast-uren kan de jaarlijkse productie worden afgeleid. Voor een park van 6000 MW bedraagt de jaarlijkse elektriciteitsproductie 21 TWh.

Parkgrootte

Voor het project ‘Connect 6.000 MW’ (Herman, 2003) zijn de meest waarschijnlijke locaties voor de Nederlandse kust waar offshore windparken geplaatst zouden kunnen worden, in kaart gebracht. Er blijken slechts enkele locaties te zijn waar het mogelijk is meer dan 300 MW te plaatsen. De eerste parken tellen gemiddeld 100 MW. De parken daarna hebben een vermogen van ongeveer 200 MW.

De investeringskosten op de diverse locaties zijn afhankelijk van het al dan niet ontwikkelen van een elektriciteitsnet op zee. Bij ontwikkeling van een dergelijk zeenet zouden locaties verder van de kust af interessanter kunnen worden, ondanks grotere zeediepten. Ook nemen de mogelijkheden toe om grotere parken te realiseren dan 100 MW. Er is geen informatie beschikbaar over de kosten en baten die gemoeid zijn met de aanleg van een zee-elektriciteitsnet. In de analyse is hier dan ook geen rekening mee gehouden.

Windenergie op land

Voor windenergie op land wordt de Referentieraming 2005 gevolgd. In het SE-scenario is in 2010 1.450 MW geplaatst, in het GE-scenario is dat 1.602 MW (in de Referentieraming is ervan uitgegaan dat in het GE-scenario meer mogelijkheden bestaan dan in het SE-scenario om weerstanden vanuit het publiek tegen windenergie 'af te kopen'). Dat laatste is meer dan overeengekomen in het zogenaamde BLOW-convenant uit 2001 (een convenant tussen Rijk, provincies en gemeenten). Dit komt met name door grootschalige vervanging en opwaardering van de bestaande capaciteit. Voor windenergie op land wordt uitgegaan van 2000 vollast-uren.

Biomassa meestook

Er is een technisch maximum aan het meestoken in centrales. Met het wegvallen van de subsidies vanaf 2010 vindt er geen meestook van biomassa meer plaats na 2010. In het SE-scenario is vanaf 2033 het meestoken van biomassa in kolencentrales vanuit bedrijfseconomische overwegingen te verkiezen boven het stoken van kolen. In dat jaar wordt het maximale potentieel dan ook opgenomen in zowel het nul- als het projectalternatief. Het maximale potentieel in 2033 in SE voor het meestoken van biomassa in kolencentrales bedraagt 5740 GWh.

Biomassa bijstook

Tot 2010 wordt om technische redenen geen biomassa bijgestookt. Het bijstoken in gascentrales is na 2022 bedrijfseconomisch rendabel en derhalve opgenomen in zowel het nul- als het projectalternatief. Het potentieel is bescheiden met 300 GWh.

Zelfstandige biomassacentrales

In beide scenario's worden twee grootschalige zelfstandige biomassacentrales (30 MW, kippenmest als brandstof) en enkele projecten op kleinere schaal (1-5 MW, bio-WKK) ontplooid (705 GWh in 2010). Omdat de elektriciteitsproductie door zelfstandige biomassacentrales vanuit bedrijfseconomische afwegingen verliesgevend is en omdat de kosten van deze vorm van duurzame elektriciteit aanzienlijk boven het niveau liggen van vrijwel alle andere duurzame technologieën met uitzondering van zonne-energie, worden de centrales na de economische levensduur niet vervangen.

Voor een grafische weergave van de invulling van het projectalternatief in beide scenario's wordt verwezen naar het overzicht aan het einde van dit hoofdstuk en de tabellen in bijlage A.

4.3 Projectalternatief 2

In het tweede projectalternatief wordt de EU-doelstelling in 2010 en de equivalente productie van 6.000 MW windenergie op zee (21 TWh) uit projectalternatief 1 ingevuld tegen zo laag mogelijke bedrijfseconomische kosten, zoals weergegeven in de figuren 4.1 (GE) en 4.2 (SE).

Als de maximale potentiëlen van goedkopere opties dan windenergie op zee zijn uitgeput, zal de productie worden aangevuld met windenergie op zee. De invulling verschilt enigszins tussen de beide scenario's.

Productiekosten

Het projectalternatief is in principe ingevuld op basis van bedrijfseconomische kosten van de verschillende technologieën en niet op basis van de maatschappelijke kosten waarin ook niet geïnternaliseerde externe effecten, zoals emissies en effecten op het landschap, worden meegenomen. In het tweede projectalternatief wordt de elektriciteitsproductie uit het eerste projectalternatief (met 6000 MW windenergie op zee in 2020) dan ook gerealiseerd uit alle mogelijke duurzame energiebronnen in Nederland op basis van de laagste bedrijfseconomische kosten. De overweging om de bedrijfseconomische kosten als uitgangpunt te nemen in plaats van de maatschappelijke kosten heeft voor de uitkomsten weinig consequenties. De externe effecten van vermeden emissies van NO_x, SO₂ en PM10 zijn relatief beperkt ten opzichte van de totale effecten. Bovendien is een deel van de externe effecten niet goed in geld uit te drukken (natuur en landschap). De opwekkingskosten per KWh van de verschillende duurzame energiebronnen zijn berekend zoals beschreven in paragraaf 4.1.

De berekeningswijze verschilt van de methodiek die gehanteerd wordt bij de berekening van de 'onrendabele toppen' ten behoeve van de MEP-regeling. Voor de berekening van de te verstrekken subsidies vanuit de MEP-regeling wordt uitgegaan van verschillende rendementen per technologie (variërend van 6-8%) en bij windenergie op land en windenergie op zee van een terugverdienperiode van 10 jaar. De methodiek die in deze analyse is gehanteerd gaat uit van een gelijke disconteringsvoet voor alle technologieën van 7% en de economische levensduur van de betreffende technologie. Omdat deze voor windturbines op zee 20 jaar betreft, komen de kosten van deze technologie hier gunstiger naar voren dan in de MEP-regeling. Verder bestaat er een verschil in de uitgangspunten voor het berekenen van de bedrijfseconomische rentabiliteit. De kosten per opgewekte KWh zijn zoals eerder vermeld voor het meestoken dan wel bijstoken in kolen- en gascentrales vergeleken met de kosten van het opwekken van elektriciteit met kolen dan wel gas (inclusief de emissierechten voor CO₂ die dan betaald zouden moeten worden ten opzichte van de situatie waarin wordt mee- dan wel bijgestookt). Voor de andere technologieën bestaat de bedrijfseconomische afweging uit een vergelijking van de eerder genoemde kosten en de opbrengst uit de verkoop van elektriciteit (waar de vermeden CO₂-rechten zijn geïnternaliseerd in de elektriciteitsprijs). De aannames over de kosten per technologie zijn beschreven in hoofdstuk 3.

Uit grafiek 4.1 valt af te lezen dat in het GE-scenario windenergie op land en het bijstoken in gascentrales vanuit bedrijfseconomische overwegingen te verkiezen is boven windenergie op

zee.¹⁶ In het SE-scenario geldt dit eveneens voor windenergie op land en het bijstoken in gascentrales en na 2025/2030 ook voor het bijstoken in kolencentrales. Het meestoken van biomassa in kolen (en gascentrales) is in beide scenario's onder de gedane aannames vanuit bedrijfseconomisch oogpunt niet te verkiezen boven windenergie op zee als technologie voor duurzame elektriciteit. Dit is een opvallend resultaat gezien het feit dat het meestoken van biomassa in kolencentrales onder het huidige MEP-regime nu op relatief grote schaal gebeurt en dat de verstrekte MEP-subsidies voor het opwekken van elektriciteit uit windenergie op land of windenergie op zee per KWh hoger zijn dan die voor het opwekken van elektriciteit uit biomassa. Dit komt door de hierboven uiteengezette verschillen in aannames, met name met betrekking tot de levensduur van windenergie op zee.

Windenergie op land

Het maximum potentieel voor windenergie op land is in het GE-scenario hoger (6000 MW) dan in het SE-scenario (4000 MW). Dit komt doordat er in het GE-scenario wordt aangenomen dat er meer mogelijkheden bestaan om eventuele weerstanden tegen het bouwen van turbines af te kopen.

Biomassa meestook

Het meenemen van biomassa meestook is nodig om de EU-elektriciteitsdoelstelling te halen in 2010. Daarna zal de inzet snel worden afgebouwd en vervangen door de aanleg van windparken op zee. Vanuit bedrijfseconomische overwegingen verdient dat immers de voorkeur. Ook in dit projectalternatief wordt in het SE-scenario na 2033 het maximale potentieel van 5740 GWh opgenomen in zowel het nul- als het projectalternatief, omdat het vanaf dat jaar bedrijfseconomisch rendabel is. In het GE-scenario wordt het meestoken van biomassa niet bedrijfseconomisch rendabel. Het meestoken in gascentrales maakt vanwege de relatief hoge kosten geen onderdeel uit van de projectalternatieven in beide scenario's.

Biomassa bijstook

Tot 2010 wordt om technische redenen geen biomassa bijgestookt. In het GE-scenario is het bijstoken in gas en kolencentrales in de periode tot 2040 bedrijfseconomisch niet rendabel. Het saldo van kosten en opbrengsten is voor het bijstoken in gascentrales echter in alle jaren wel lager dan dat van alle andere technologieën, waarmee na 2010 biomassa wordt bijgestookt in gascentrales. Bijstoken in kolencentrales is een relatief dure technologie en is derhalve niet meegenomen in het projectalternatief.

Ook voor het SE-scenario geldt dat het saldo van kosten en opbrengsten van het bijstoken in gascentrales relatief gunstig is ten opzichte van dat van andere duurzame technologieën, waarmee het na 2010 is opgenomen in het projectalternatief tot het maximale potentieel. Het bijstoken in gascentrales is in het SE-scenario na 2022 zelfs bedrijfseconomisch rendabel en

¹⁶ Voor windenergie op zee geldt een bandbreedte van de kosten vanwege de verschillende aannames die gemaakt zijn over de ontwikkeling van de investerings- en onderhoudskosten door leereffecten.

derhalve opgenomen in zowel het nul- als het projectalternatief. Vanaf 2028 is in het SE-scenario ook het bijstoken in kolencentrales bedrijfseconomisch rendabel, waarmee het maximale potentieel in zowel het project- als het nulalternatief is opgenomen.

Zelfstandige biomassacentrales

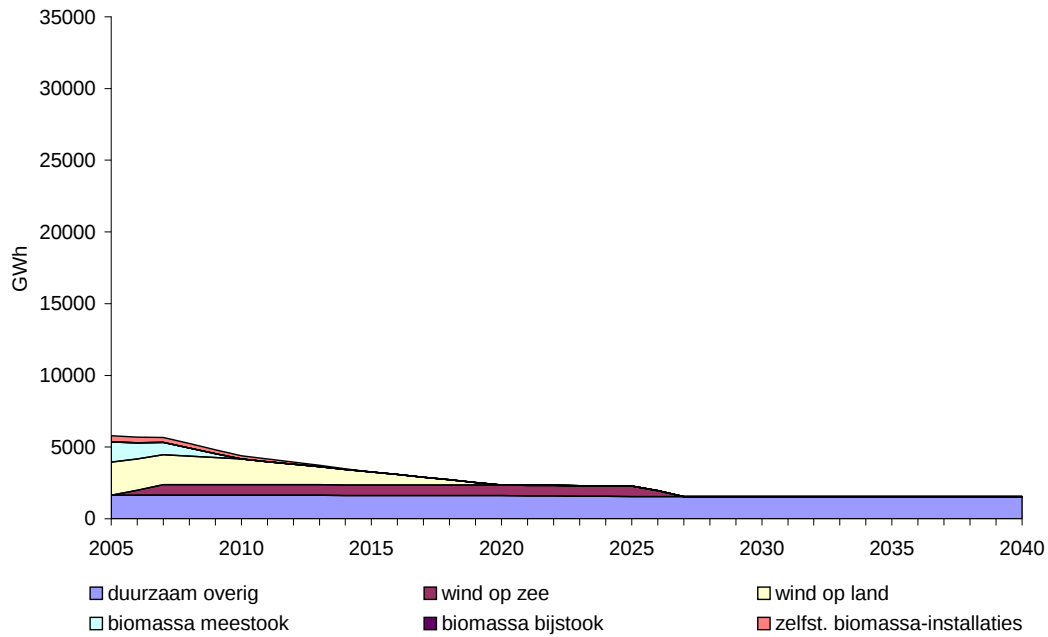
De invulling van zelfstandige biomassacentrales is gelijk aan die in het eerste projectalternatief.

4.4 Projectalternatief 3

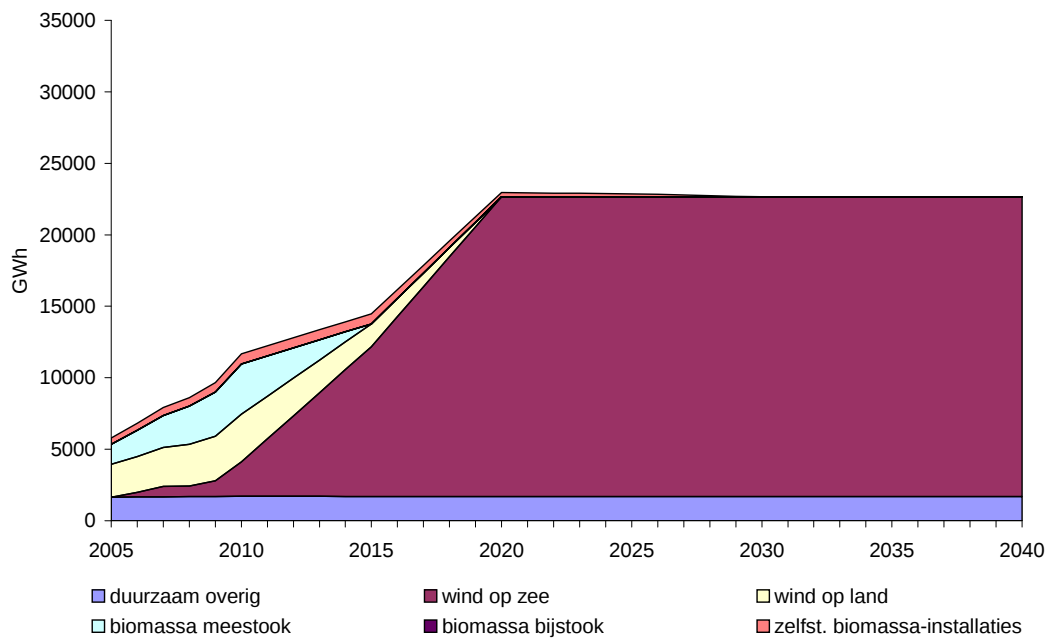
Om te analyseren wat uitstel dan wel fasering van het opstellen van 6000 MW windenergie op zee zou betekenen voor de uitkomsten van de maatschappelijke kosten-batenanalyse, is een projectalternatief opgesteld waarin de 6000 MW offshore windenergie pas in 2030 gereed is. Daarbij wordt wel op hetzelfde moment gestart als in het eerste projectalternatief, maar de aanleg vindt in dit alternatief geleidelijk plaats. Op de volgende pagina's is een overzicht gegeven van de invulling van project- en nulalternatieven in de verschillende scenario's (zie ook de tabellen in bijlage A).

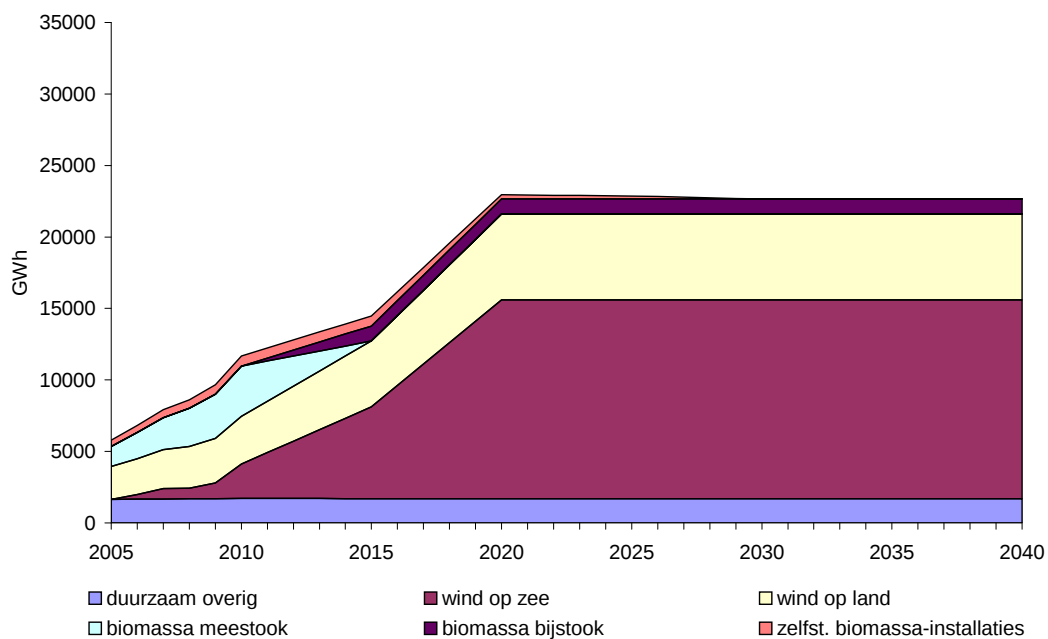
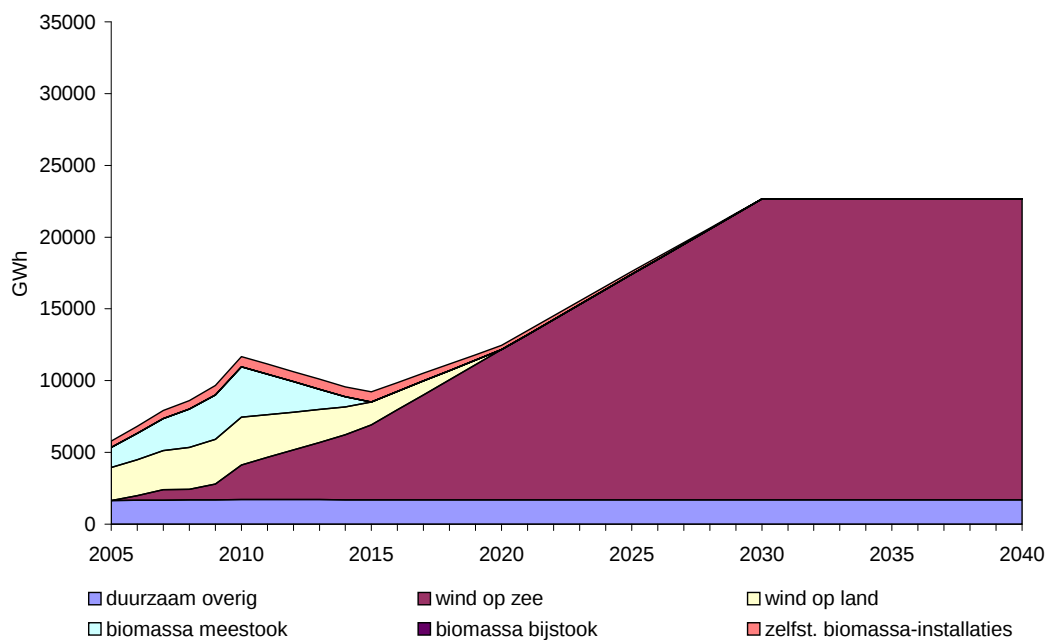
Overzicht invulling project- en nulalternatieven

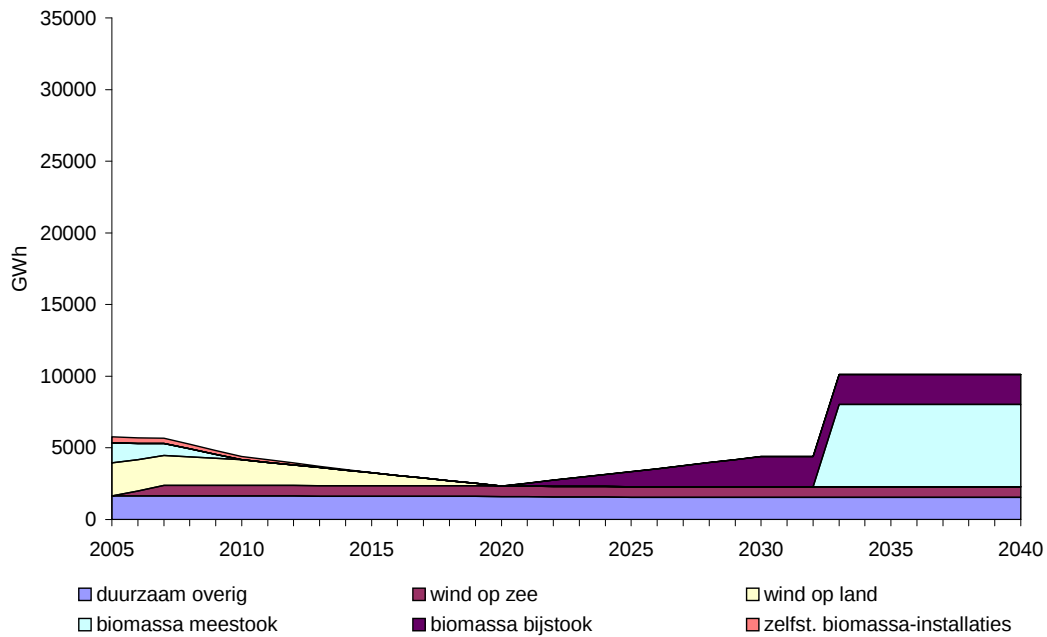
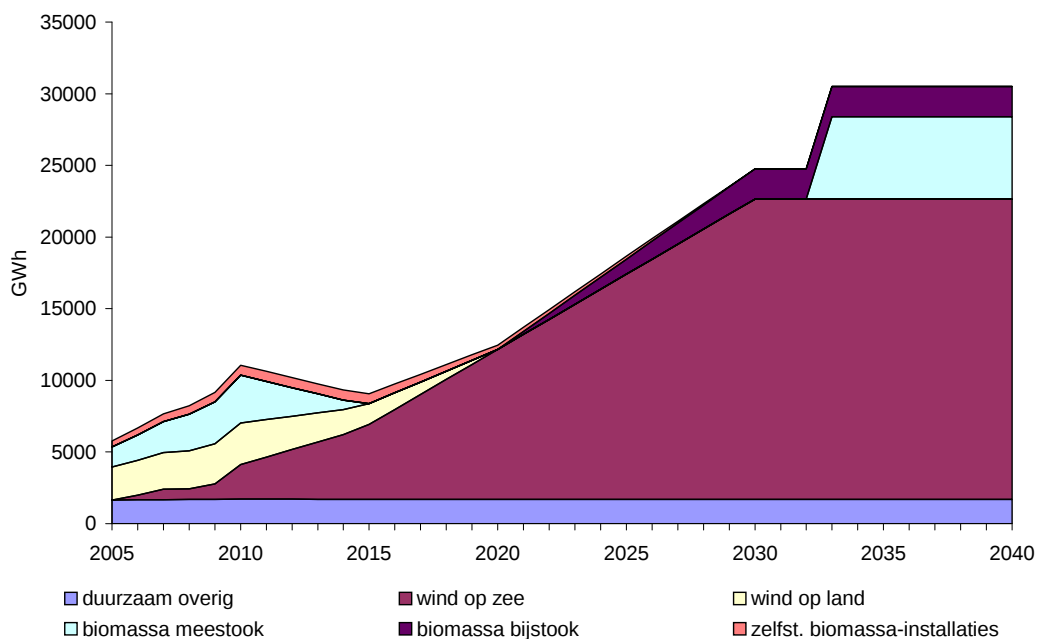
Figuur 4.6 Productie duurzame technologieën in GWh per jaar in het nulalternatief, GE-scenario



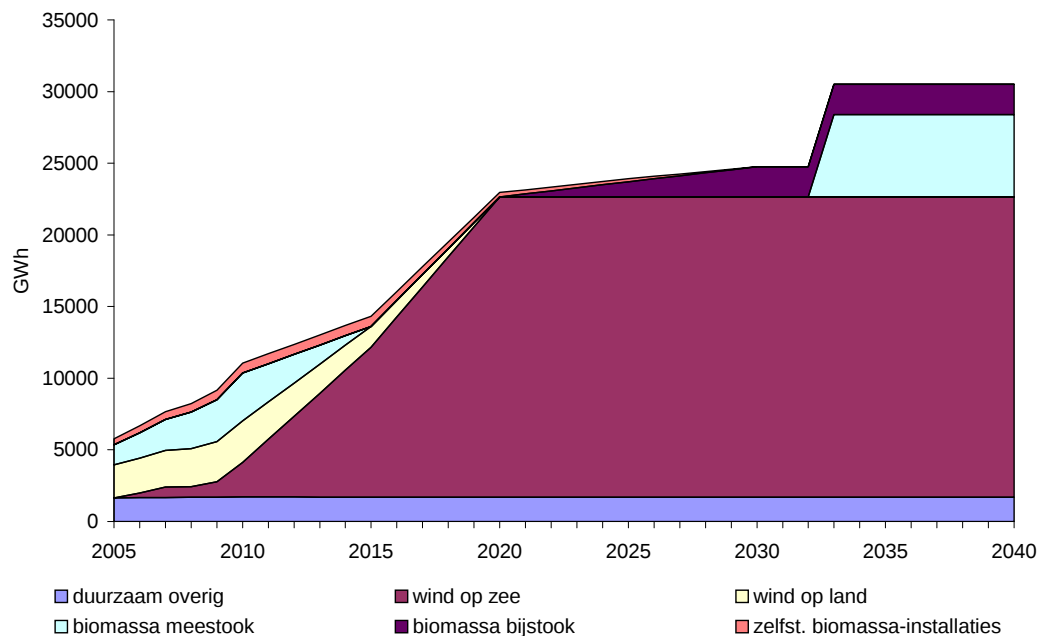
Figuur 4.7 Productie duurzame technologieën in GWh per jaar in projectalternatief 1, GE-scenario



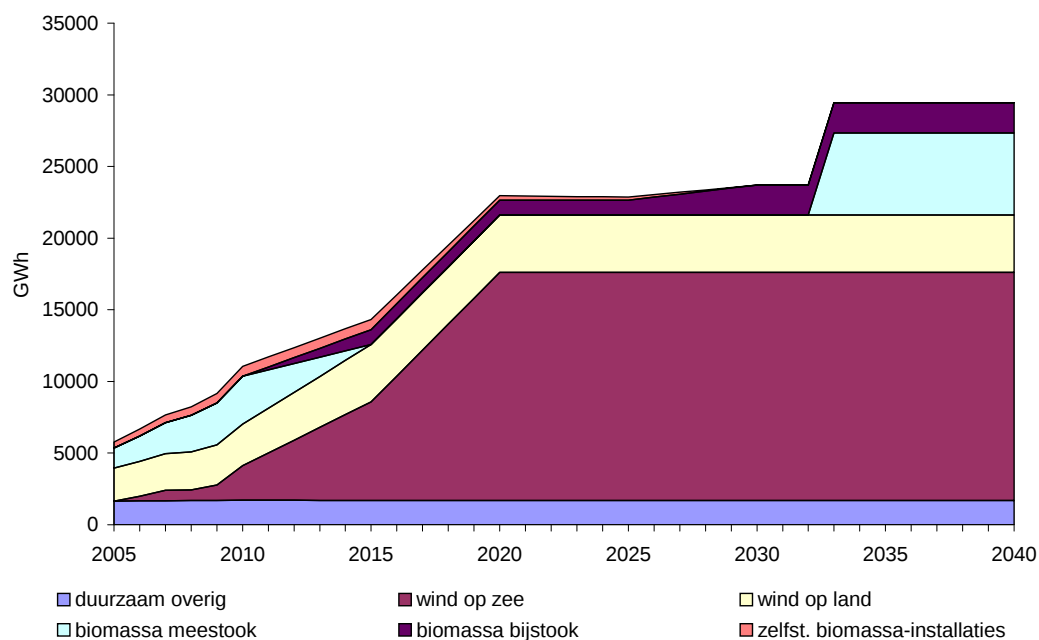
Figuur 4.8 Productie duurzame technologieën in GWh per jaar in projectalternatief 2, GE-scenario**Figuur 4.9 Productie duurzame technologieën in GWh per jaar in projectalternatief 3, GE-scenario**

Figuur 4.10 Productie duurzame technologieën in GWh per jaar in het nul-alternatief, SE-scenario**Figuur 4.11 Productie duurzame technologieën in GWh per jaar in projectalternatief 1, SE-scenario**

Figuur 4.12 Productie duurzame technologieën in GWh per jaar in projectalternatief 2, SE-scenario



Figuur 4.13 Productie duurzame technologieën in GWh per jaar in projectalternatief 3, SE-scenario



5 Bedrijfseconomische kosten: investering en onderhoud

5.1 Instrumenten

In de studie wordt ervan uitgegaan dat voor de jaren dat de bedrijfseconomische kosten van een duurzame technologie hoger zijn dan de bedrijfseconomische baten, de overheid een subsidie verstrekt aan producenten om dat verschil te compenseren. De uitgangspunten voor de berekening van het verschil tussen bedrijfseconomische kosten en baten in deze KBA verschillen, zoals in paragraaf 4.1 is gemeld, met de uitgangspunten van de bestaande MEP-subsidies voor duurzame energie. Verder verstrekt de overheid vergunningen op het gebied van de ruimtelijke ordening en het milieu om de elektriciteitsproductie door windenergie op land, windenergie op zee, en door met mee- en bijstoken van biomassa mogelijk te maken.

Een andere instrument dat met name relevant kan zijn voor windenergie op zee is het veilen van locaties op de Noordzee. Het veilen van plekken wordt in Engeland toegepast. Omdat de investerings- en onderhoudskosten en de baten sterk afhankelijk zijn van de specifieke locatie op de zee, kan het veilen van plekken tot een efficiëntere allocatie van middelen leiden dan in het systeem van ‘wie het eerst komt, het eerst maalt’. Indien de overwinsten niet worden afgeroomd en locaties van verschillende kwaliteiten om niet of tegen vaste gelijke prijzen worden gegund, dan ontstaat bovendien een probleem in de vorm van ongelijke concurrentieverhoudingen. Deze kwesties blijven hier verder buiten beschouwing, maar zullen in de toekomst wel geadresseerd moeten worden als windenergie op zee daadwerkelijk ter hand genomen zal worden.

Zolang de verwachte bedrijfseconomische kosten over de levensduur van een windturbine op zee hoger zijn dan de verwachte baten, zal de veilingsopbrengst negatief zijn en zullen aanvullende subsidies nodig zijn. Als de verwachte bedrijfseconomische baten hoger zijn dan de kosten, zullen producenten bereid zijn om, afhankelijk van de locatie, een bedrag aan de overheid te betalen voor een vergunning om een windpark te kunnen exploiteren. Uit figuur 4.2 in paragraaf 4.1 bleek dat windparken op zee in het SE-scenario na ca 2025 bedrijfseconomisch ‘uit’ zouden kunnen. Locaties die op dat moment nog niet vergeven zijn, zijn dan rendabel te exploiteren. Het afroemen van de overwinsten van elektriciteitsproducenten door de overheid door deze plekken te veilen, leidt dan tot extra overheidsinkomsten.

5.2 Kosten netverzwaring

Om het transport van de op zee gegenereerde elektriciteit mogelijk te maken, moet er op land op een aantal plaatsen een verzwaring van het hoogspanningnet plaatsvinden. Deze verzwaringen moeten tijdig zijn gerealiseerd, opdat het transportnet op elk moment het aanbod vanaf zee kan verwerken. Door de elektriciteitsnetten te verzwaren, kunnen mogelijke effecten van het plotseling bijschakelen of wegvallen van grote hoeveelheden windproductie, zoals

onlangs in Duitsland het geval was, voorkomen worden. Er zijn twee punten voorzien waar de elektriciteit op zee aan land wordt gebracht: Beverwijk en de Maasvlakte (Connekt 6000). Voor het aanlandingspunt in Beverwijk moet de netverzwaring gereed zijn als het cumulatieve windvermogen de waarde van 500 MW overschrijdt. De verbinding Oostzaan-Diemen (kosten 48 mln euro) moet op dat moment verzwared zijn. De tweede keer dat hier een verzwaring nodig is, is wanneer het cumulatief vermogen de waarde van 1500 MW overschrijdt. Daarvoor moeten de verbindingen Beverwijk-Oostzaan (kosten 60 mln euro) en Diemen-Lelystad (kosten 95 mln euro) zijn verzwared. Bij de Maasvlakte is een aanpassing noodzakelijk voordat het cumulatief vermogen de waarde van 1500 MW te boven gaat. Op dat moment moet de verbinding Krimpen-Geertruidenberg (kosten 78 mln euro) zijn aangepast.

Het moment waarop de netverzwaring gereed zou moeten zijn, is afhankelijk van de hoeveelheid windenergie op zee en de planning daarvan in de tijd. De invulling van windenergie op zee verschilt tussen de projectalternatieven. Om te beoordelen op welk moment de grenswaarden van 500 en 1500 MW (Beverwijk) en 1500 MW (Maasvlakte) worden bereikt, is voor de verschillende projectalternatieven een koppeling gemaakt tussen de volgorde van plaatsing van de verschillende windparken en de geplande ontwikkeling van het geïnstalleerd offshore vermogen in de tijd.

De doorlooptijd van een geplande netverzwaring bedraagt volgens dezelfde studie 9-14,5 jaar. De eerste 6-10 jaar wordt gebruikt voor tracering en grondverwerving. Het verkrijgen van vergunningen vergt 1-1,5 jaar en de werkelijke uitvoering vraagt nog eens 2-3 jaar. Voor sommige alternatieven zou volgens deze planning al voor 2005 gestart moeten worden met voorbereidingen. Een sneller traject is indien noodzakelijk echter wel mogelijk. Voor die gevallen wordt van een snellere invoering uitgegaan. Voor de kosten is uitgegaan van een gelijkmatige spreiding vanaf het startjaar tot het eindjaar. De kosten zijn vervolgens verdisconteerd met 7% naar een netto contante waarde voor 2005. In tabel 5.1 is voor de verschillende projectalternatieven weergegeven in welke jaren de netverzwaring uiterlijk gereed zou moeten zijn voor de verschillende verbindingen.

Tabel 5.1 Jaren netverzwaring op land uiterlijk gereed voor de verschillende projectalternatieven						
	GEP1	GEP2	GEP3	SEp1	SEp2	SEp3
Beverwijk (Oostzaan-Diemen)	2012	2015	2013	2012	2012	2013
Beverwijk (Beverwijk-Oostzaan en Diemen-Lelystad)	2013	2017	2018	2013	2015	2018
Maasvlakte (Krimpen-Geertruidenberg)	2015	n.v.t.	2021	2015	2018	2021

De netto contante waarde (NCW) van de kosten van netverzwaring bedragen voor de verschillende projectalternatieven 195 mln euro voor het eerste projectalternatief (in beide scenario's) 192 mln euro (SE) en 128 mln euro (GE) voor het tweede projectalternatief en 152 mln euro voor het derde projectalternatief in beide scenario's. De netto contante waarde van de kosten van netverzwaring bedragen niet meer dan ruim 1% van de netto contante waarde van de

investeringskosten, onderhoudskosten en kosten van het aanhouden van reservecapaciteit van windenergie op zee en windenergie op land tezamen in de projectalternatieven.

5.3 Investerings- en onderhoudskosten

De investerings- en onderhoudskosten van de verschillende vormen van duurzame elektriciteit in uiteenlopende projectalternatieven zijn bepaald op basis van de kentallen, zoals weergegeven in hoofdstuk 3 en het verschil in duurzame elektriciteitsproductie tussen de project- en nulalternatieven, zoals weergegeven in hoofdstuk 4. Voor de ontwikkeling van de investerings- en onderhoudskosten van windenergie op zee en windenergie op land voor beide scenario's is gevarieerd met relatief hogere (zie paragraaf 13.2) en relatief lagere kostendalingen (opgenomen in de basisvariant) in de toekomst door leereffecten.

Naast onzekerheden over de ontwikkeling van de investeringskosten in de toekomst door leereffecten, bestaat er een onzekerheid in de omvang van de initiële investeringen. Niet zelden blijken de investeringskosten van bijvoorbeeld infrastructuurprojecten uiteindelijk hoger dan oorspronkelijk geraamd. Er is nog weinig ervaring met investeringen in windparken op zee en met het bouwen in diepere zee is nog geen ervaring opgedaan. In Denemarken bleken de investeringskosten aanzienlijk hoger dan geraamd. Van de ervaringen in Denemarken is weliswaar geleerd, maar dat neemt niet weg dat nieuwe inzichten kunnen leiden tot een hoger kostenniveau dan het geraamde initiële investeringsniveau van 2000 euro/kW. Om die reden is de variant met de gematigde leereffecten voor windenergie op zee opgenomen in de zogenaamde 'basisvariant' en is de variant met een optimistischer ontwikkeling van de kosten door leereffecten weergegeven in paragraaf 13.2 in een gevoeligheidsanalyse.

5.4 Leereffecten

Zoals in de paragrafen 3.1 en 3.2 is behandeld, zullen de kosten per opgewekte KWh met windenergie op land en windenergie op zee in de tijd afnemen door leereffecten die zullen optreden door wereldwijde investeringen in de betreffende technologie. Nederland zal met het aanleggen van 6000 MW windenergie op zee dan ook bijdragen aan de leereffecten die mondiaal zullen optreden. De effecten hiervan zijn al meegenomen in de investerings- en onderhoudskosten die in de tijd afnemen. Nederland profiteert met andere woorden al van het aandeel dat we als land zullen leveren aan de daling van de investerings- en onderhoudskosten.

De effecten van onze bijdrage door aanleg van 6000 MW windenergie op zee aan de kostendalingen voor het buitenland zijn niet meegenomen in deze KBA die de kosten en baten in beeld brengt vanuit het gezichtspunt van Nederland. Deze bijdrage is overigens relatief beperkt: het gaat om de extra kostendalingen ten gevolge van aanleg van 6000 MW windenergie op zee door Nederland ten opzichte van de situatie waarin Nederland deze bijdrage niet zou leveren (en de rest van de wereld wel).

6 Bedrijfseconomische kosten: reservecapaciteit

6.1 Inleiding

Een belangrijk en algemeen erkend nadeel van windenergie is dat het niet altijd beschikbaar is. Wanneer het niet waait, leveren windturbines geen energie, en zij doen dit evenmin wanneer de wind te hard is. Om dit te ondervangen, is een zekere mate van reservecapaciteit nodig.¹⁷ In deze paragraaf wordt ingegaan op de berekening van de benodigde reservecapaciteit via de tussenstap van de berekening van de zogenaamde ‘capacity credit’: de bijdrage van het windvermogen aan het voorzien in de piekvraag in het systeem. Paragraaf 6.2 schetst het raamwerk voor deze analyse, gevolgd door een uiteenzetting over de berekeningen in paragraaf 6.3. Paragraaf 6.4 geeft een beschouwing over de uitkomsten en paragraaf 6.5 beschrijft de gevoeligheidsanalyses voor de berekeningen van de reservecapaciteit.

6.2 Raamwerk

Bij het bepalen van de benodigde reservecapaciteit van windparken is de eerste vraag welk niveau van zekerheid als uitgangspunt gehanteerd moet worden. Volledige zekerheid vereist vanzelfsprekend een reservecapaciteit van 100%, omdat perioden zonder wind nu eenmaal voorkomen, en dus ook kunnen optreden in perioden dat er veel vraag is. Daar staat tegenover dat we van de reguliere capaciteit geen volledige zekerheid verwachten, omdat dat niet kosteneffectief is.¹⁸ Het zou dan onredelijk en weinig effectief zijn om van windcapaciteit wel volledige zekerheid te verwachten. Een redelijker uitgangspunt zou zijn om te mikken op het handhaven van een vergelijkbaar niveau van leveringszekerheid als het niveau dat zonder het project zou bestaan.

Het niveau van leveringszekerheid wordt gekwantificeerd aan de hand van zijn tegenpool, de kans op onvermogen. Deze indicator geeft de kans weer dat de vraag (D) op enig moment groter is dan de capaciteit (C). Wanneer de capaciteit zonder het project gedefinieerd wordt als C_0 en de capaciteit met het project als C_1 , kan de doelstelling voor de leveringszekerheid als volgt worden weergegeven:

$$P(D > C_0) = P(D > C_1) \quad (6.1)$$

Het niveau van de beschikbare capaciteit in het projectalternatief bestaat uit de reeds bestaande capaciteit, plus de beschikbare capaciteit van de gebouwde windparken (W), min een zogenaamde ‘capacity credit’ (X). Deze ‘capacity credit’ geeft daarmee weer hoeveel reguliere capaciteit er verdrongen wordt door de windparken, en ligt logischerwijs tussen nul en W . Hoe

¹⁷ In plaats van een behoefte aan reservecapaciteit zouden we ook kunnen spreken van een onvolledige verdringing van reguliere capaciteit. Deze begrippen zijn elkaars spiegelbeeld en beïnvloeden de uitkomsten niet.

¹⁸ Zie Lijesen en Vollaard, 2004.

hoger de ‘capacity credit’, hoe minder reservecapaciteit (met daarmee gepaard gaande kosten) nodig is om tot eenzelfde niveau van leveringszekerheid te komen bij een bepaalde hoeveelheid opgesteld vermogen aan wind. Een ‘capacity credit’ die gelijk zou zijn aan de beschikbare capaciteit van de windparken zou betekenen dat er geen extra reservecapaciteit nodig zou zijn, een ‘capacity credit’ van nul zou impliceren dat het volledige vermogen van de windparken als reservecapaciteit achter de hand gehouden zou moeten worden om tot een gelijk niveau aan leveringszekerheid te komen als zonder die bepaalde hoeveelheid windparken.

$$C_1 = W + C_0 - X \quad (6.2)$$

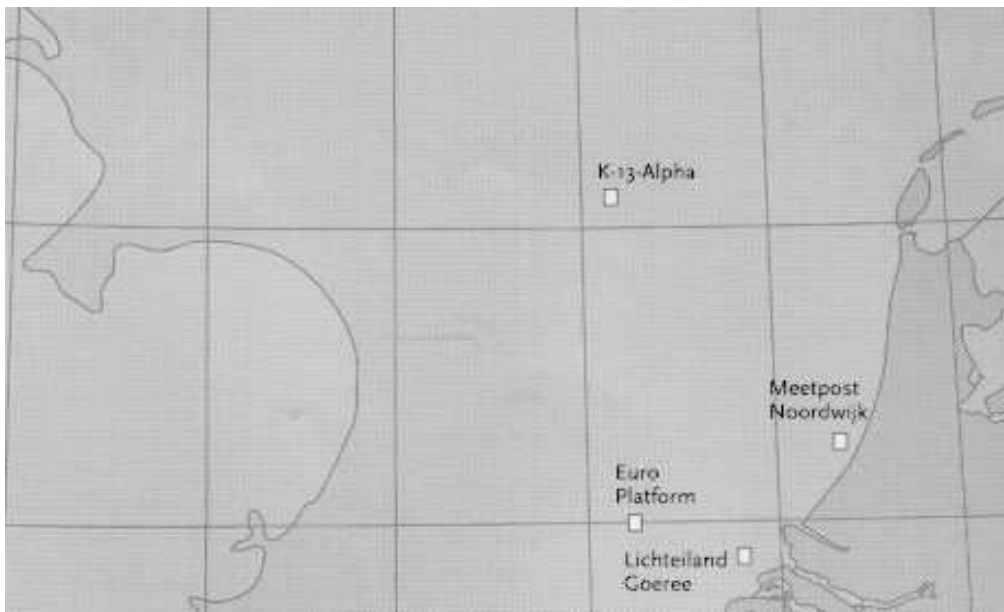
In een wereld zonder enige stochastiek zouden W en X simpelweg gelijk zijn aan elkaar. De variabelen in ons raamwerk zijn echter niet deterministisch, maar vertegenwoordigen frequentieverdelingen. In de volgende paragraaf worden de parameters van deze verdelingen gekwantificeerd en wordt de ‘capacity credit’ berekend.

6.3 Berekeningen

6.3.1 Beschikbaar vermogen van windparken

Het vermogen van windparken is niet altijd beschikbaar, en mede afhankelijk van de windsterkte op enig moment. Data van het KNMI van gemeten windsnelheden op verschillende locaties op zee en land zijn gebruikt om de werkelijke beschikbaarheid van de windparken te bepalen. Figuur 6.1 geeft een overzicht van de KNMI-meetstations op het relevante deel van de Noordzee.

Figuur 6.1 KNMI-meetstations op het relevante deel van de Noordzee



Bron: KNMI.

Voor de analyse is gebruik gemaakt van de meetstationgegevens van het Europlatform (gegevens vanaf januari 1983), de meetpost Noordwijk (februari 1990), en station K13 (januari 1980). Deze meetstations meten ieder uur de windsnelheid op 10 meter boven zeeniveau. Deze gegevens zijn getransformeerd tot windsnelheden op 80 meter boven zeeniveau door ze met een factor 1,28 te vermenigvuldigen. De zo verkregen windsnelheden zijn vervolgens gebruikt om de procentuele output te bepalen.¹⁹ Hierbij is gebruik gemaakt van de powercurve van een Enercon E-82 windturbine. Tabel 6.1 geeft een overzicht van de productie in procenten van de capaciteit bij verschillende windsnelheden

Tabel 6.1 Relatie tussen windsnelheid en productie van een Enercon E-82 windturbine	
Windsnelheid in m/s	Productie in % van capaciteit
1	0,0
2	0,1
3	1,2
4	4,0
5	8,5
6	15,7
7	26,0
8	39,8
9	57,6
10	78,6
11	92,2
12	97,6
13 tot en met 25	100

Bron: gebaseerd op Enercon E-82 turbine, www.enercon.de

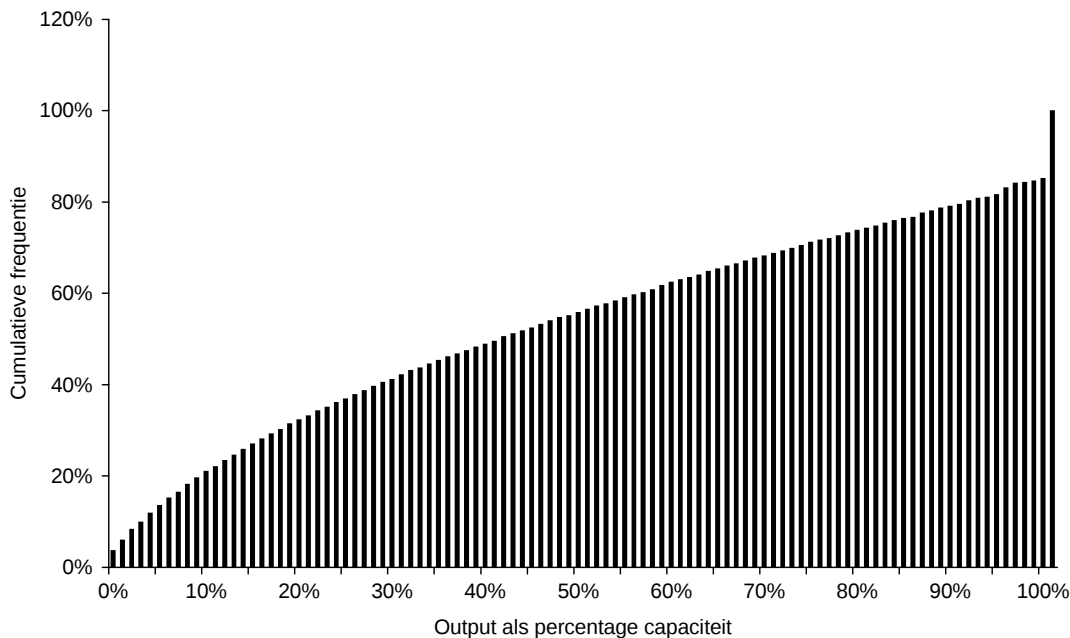
Voor ieder van de meetpunten zijn uurdata van de productie in procenten van de opgestelde capaciteit beschikbaar. De volgende stap betreft het wegen van deze gegevens. Deze weging geeft uitdrukking aan het feit dat de windparken niet gelijkmatig over de Noordzee worden gespreid. De weging verschilt per jaar, omdat de parken niet gelijkmatig in de tijd gespreid aangelegd zullen worden. Tabel 6.2 geeft de gewichten voor drie steekjaren, gebaseerd op de bouwplannen voor de windparken.

Tabel 6.2 Weging van de meetpunten in %			
	2010	2015	2020 en later
Europlatform	28	14	25
Meetpost Noordwijk	72	20	34
Station K13	0	66	42
Gezamenlijk opgesteld vermogen (MW)	480	2 780	5 780

¹⁹ Hierbij negeren we de effecten van eventuele windschaduwen die veroorzaakt kunnen worden omdat de molens in parken opgesteld staan.

Door de weging ontstaat per steekjaar een set van waarnemingen van de productie (in procenten van de capaciteit) van een hypothetisch windpark conform de verwachte samenstelling van dat park in het betreffende steekjaar.²⁰ Figuur 6.2 geeft de frequentieverdeling van deze waarnemingen voor het steekjaar 2020.

Figuur 6.2 Cumulatieve frequentieverdeling van productie door 5780 MW windenergie op zee, 2020²¹



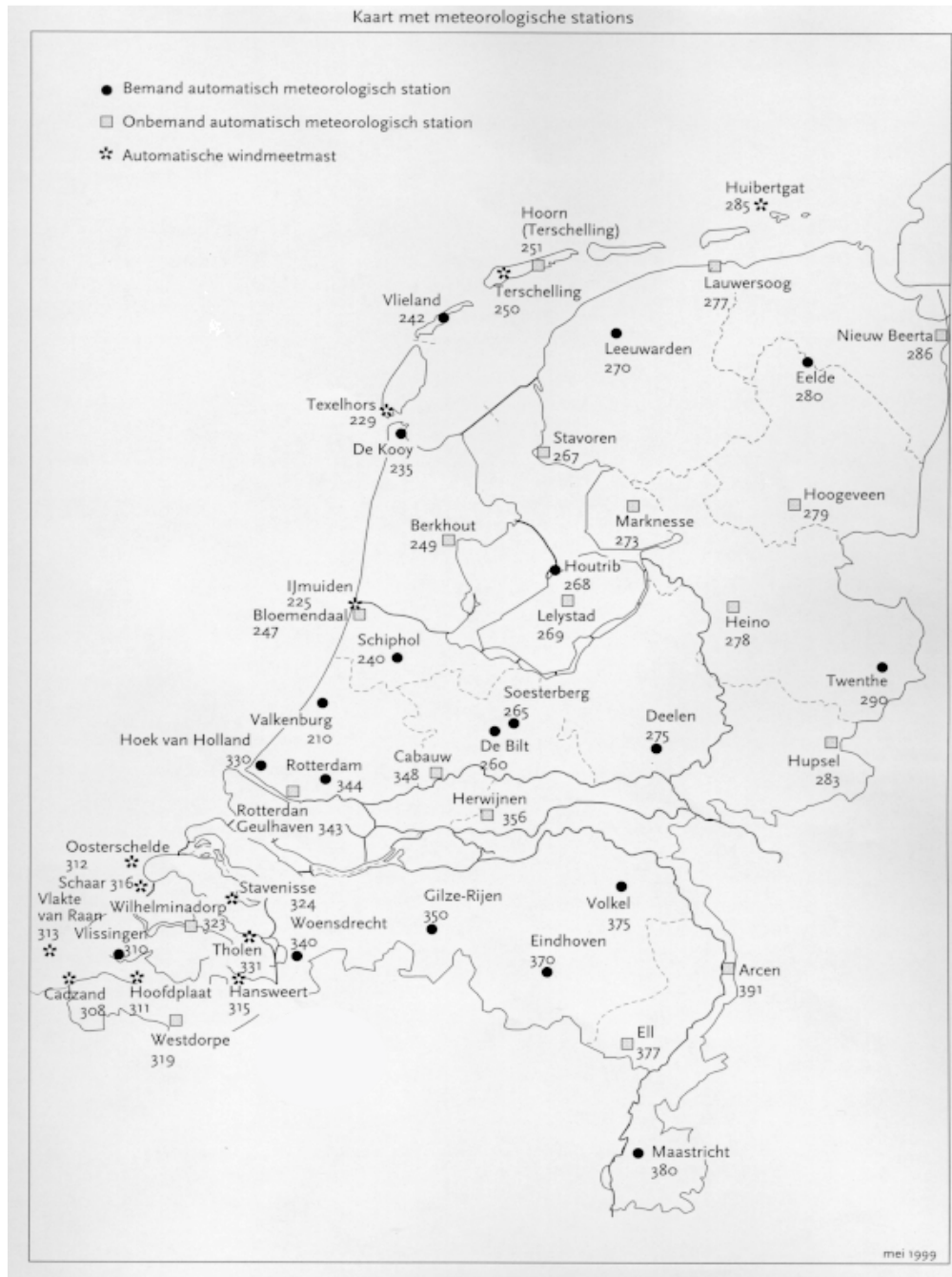
In variant 2 is naast windenergie op zee ook het gebruik van windturbines op land opgenomen. Bij de analyse hiervan zijn vergelijkbare uitgangspunten gehanteerd. Vanzelfsprekend gelden voor de berekeningen van windenergie op land andere meetpunten. Figuur 6.3 geeft deze meetpunten weer, die gezamenlijk een globale representatie geven van het in Nederland opgestelde windvermogen. Ieder van de punten krijgt een gelijk gewicht in de berekeningen. Daarnaast geldt voor de omrekening naar windsnelheden op 80 meter een andere omrekenfactor, namelijk 1.38.²²

²⁰ Door het samenvoegen van de drie meetpunten neemt het aantal ontbrekende variabelen toe, omdat weging vereist dat van alle drie de meetpunten data beschikbaar zijn. Omdat het hier om langjarige reeksen van uurwaarnemingen gaat, is het aantal waarnemingen nog altijd ruim 80 duizend.

²¹ Het nulalternatief omvat 220 MW windenergie op zee, waarmee het verschil tussen project- en nulalternatief uitkomt op 5780 MW.

²² Met uitzondering van meetstation Schaar, waarvoor de zelfde factor wordt gebruikt als bij de zeestations.

Figuur 6.3 Meetpunten op land



6.3.2 Piekvraag en beschikbaar vermogen van het bestaande productiepark

Het wegvallen van wind leidt alleen tot een tekort aan productievermogen op momenten dat de vraag naar elektriciteit de reguliere capaciteit (bestaande capaciteit exclusief windenergie) overstijgt. Bij een hoeveelheid van 6000 MW windenergie in Nederland treedt deze situatie alleen op in de piekuren (grofweg van 9 uur 's ochtends tot 6 uur 's avonds). De vraag naar

elektriciteit en het beschikbare vermogen van het bestaande productiepark voor deze uren zijn dus relevant.

In de praktijk zijn beide grootheden moeilijk te meten. De piekvraag naar elektriciteit bestaat uit de vraag van een groot aantal gebruikers, bediend door enkele grote en een groter aantal kleine producenten. De 'load', de hoeveelheid elektriciteit die er op enig moment over het hoofdnets getransporteerd wordt, wordt wel gemeten, en gepubliceerd door TenneT. Door de 'load' als benadering van de vraag te gebruiken, negeren we de vraag die bediend wordt vanuit lokale bronnen. Er kan echter vanuit worden gegaan dat hiermee zowel in de situatie met windparken als in de situatie zonder windparken dezelfde fout gemaakt wordt, zodat de effecten tegen elkaar wegvallen en geen invloed hebben op de uitkomsten.

In een eerdere studie hebben Lijesen en Vollaard (2004) berekend dat uurwaarnemingen van de piekvraag in 2003 normaal verdeeld zijn met een gemiddelde van 14308 MW en een standaard deviatie van 1308 MW. Deze cijfers worden geëxtrapoleerd naar latere jaren door ze te vermenigvuldigen met de groeivoet van de elektriciteitsvraag in beide scenario's.

Ook conventionele elektriciteitscentrales kennen geen 100 procent beschikbaarheid. In werkelijkheid worden centrales buiten werking gesteld voor gepland onderhoud of krijgen zij onverwacht te maken met technische problemen. Het geplande onderhoud kan worden afgestemd op rustige perioden, maar voor onverwachte onbeschikbaarheid geldt dit niet. In de eerder genoemde studie van Lijesen en Vollaard (2004) wordt dit laatste vertaald in een standaarddeviatie voor de beschikbare capaciteit van 847 MW.²³

Een laatste vraag is van welk (gemiddeld) niveau van capaciteit uit moet worden gegaan in de berekeningen. De huidige situatie is een overgangssituatie van een centraal geleid productiesysteem naar een vrije markt en biedt dus geen betrouwbare informatie over het toekomstige niveau. We gebruiken het in Lijesen en Vollaard (2004) afgeleide lange-termijnoptimum van 17 115 MW, gebaseerd op het load niveau van 2003. Ook deze cijfers worden geëxtrapoleerd naar latere jaren door ze te vermenigvuldigen met de groeivoet van de elektriciteitsvraag in beide scenario's. Tabel 6.3 geeft een overzicht van de in de analyse gebruikte gegevens.

²³ De desbetreffende berekening is gebaseerd op een analyse van het beroep op de onbalanssystematiek. Recentere gegevens waarbij de beschikbaarheid van centrales direct gemeten wordt, sinds 2004 gepubliceerd door Tennet, lijken onvoldoende betrouwbaar voor deze analyse. Deze gegevens, verstrekt door producenten en zonder verdere controle gepubliceerd, leiden tot een gemiddelde beschikbaarheid van 95 procent, hetgeen niet in overeenstemming is met gegevens uit andere bronnen.

Tabel 6.3 Piekvraag en beschikbare capaciteit naar scenario (in GW)				
	2010	2020	2030	2040
Strong Europe				
Piekvraag (sd)	15,7 (1,4)	17,8 (1,6)	19,2 (1,8)	20,6 (1,9)
Beschikbare capaciteit (sd)	18,8 (0,9)	21,3 (1,1)	22,9 (1,1)	23,8 (1,2)
Global Economy				
Piekvraag (sd)	16,6 (1,5)	20,2 (1,8)	23,4 (2,1)	26,9 (2,5)
Beschikbare capaciteit (sd)	19,9 (1,0)	24,2 (1,2)	28,0 (1,4)	32,2 (1,6)

Merk op dat bij de analyse de vraag naar elektriciteit gemodelleerd wordt als een exogene variabele, terwijl de vraag in werkelijkheid reageert op de prijs van elektriciteit, die weer beïnvloed wordt door schaarste, zoals een tekort aan productiecapaciteit. Deze bewuste ommissie hoeft geen problemen op te leveren, omdat deze zowel in de situatie met windparken als in de situatie zonder windparken gemaakt wordt, en dus logischerwijs geen invloed heeft op het verschil daartussen. Merk op dat de berekende kans op onvermogen een overschatting is, aangezien de in werkelijkheid wel bestaande vraagreactie deze kans verkleint.

6.4 Resultaten en interpretatie

Met de hierboven gedefinieerde gegevens zijn de stappen uit het raamwerk uitgevoerd en zo voor verschillende scenario's en varianten de 'capacity credit' in de steekjaren berekend. Uit die 'capacity credit' is eenvoudig de benodigde reservecapaciteit te berekenen door de gemiddelde beschikbare capaciteit (capaciteit maal load factor) te verminderen met de 'capacity credit'. Het volgende cijfervoorbeeld illustreert deze werkwijze. In projectalternatief 1 in het Strong Europe scenario bedraagt de capacity credit 24 procent bij een opgesteld vermogen windenergie (land en zee) van 1930 MW. Uitgedrukt in vermogen bedraagt de capacity credit circa 457 MW. De productie van het opgestelde vermogen aan windenergie komt overeen met de productie van ongeveer 554 MW aan conventionele capaciteit.²⁴ Op basis van productie zou de opgestelde capaciteit aan windenergie leiden tot een verdringing van 554 MW aan conventionele capaciteit, terwijl dit op basis van de capacity credit 457 MW is. Het verschil tussen die twee grootheden, 98 MW, is de benodigde reservecapaciteit.

De benodigde reservecapaciteit is een belangrijke variabele in de vervolgstap om de kosten van windenergie te bepalen. Figuur 6.4 geeft de 'capacity credit' en de benodigde reservecapaciteit naar scenario, variant en steekjaar.

²⁴ Dit komt overeen met een gemiddelde load factor van circa 29 procent, ofwel ruim 2500 vollast-uren per jaar.

Tabel 6.4	Capacity credit en de benodigde reservecapaciteit naar scenario, projectalternatief en steekjaar				
	2010	2015	2020	2030	2040
Strong Europe					
Windcapaciteit projectalternatief 1					
Op zee	480	2780	5780	5780	5780
Op land	1450	725	0	0	0
Capacity credit als % windcapaciteit	24	27	24	25	26
Benodigde reservecapaciteit (MW)	98	381	1023	972	922
Windcapaciteit projectalternatief 2					
Op zee	480	1751	4337	4337	4337
Op land	1450	2000	2000	2000	2000
Capacity credit als % windcapaciteit	24	23	21	22	23
Benodigde reservecapaciteit (MW)	98	348	954	908	863
Windcapaciteit projectalternatief 3					
Op zee	480	1280	3080	5780	5780
Op land	1450	725	0	0	0
Op land	457	596	963	1455	1505
Capacity credit als % windcapaciteit	480	1280	3080	5780	5780
Benodigde reservecapaciteit (MW)	98	119	331	972	922
Global Economy					
Windcapaciteit projectalternatief 1					
Op zee	480	2780	5780	5780	5780
Op land	1662	801	0	0	0
Capacity credit als % windcapaciteit	21	28	26	27	29
Benodigde reservecapaciteit (MW)	150	362	936	839	750
Windcapaciteit projectalternatief 2					
Op zee	480	3581	3166	3166	3166
Op land	1450	4600	3000	3000	3000
Capacity credit als % windcapaciteit	24	17	21	23	24
Benodigde reservecapaciteit (MW)	98	1195	745	670	601
Windcapaciteit projectalternatief 3					
Op zee	480	1280	2780	5780	5780
Op zee	1662	801	0	0	0
Op land	498	617	925	1588	1677
Capacity credit als % windcapaciteit	23	30	33	27	29
Benodigde reservecapaciteit (MW)	109	115	242	839	750

De ‘capacity credits’ variëren grofweg tussen 20 en 30 procent van de totale windcapaciteit. In de jaren na 2020 neemt de ‘capacity credit’ geleidelijk toe, omdat het aandeel van windparken in de totale productiecapaciteit geleidelijk afneemt door de groei van de totale capaciteit.

De gevonden resultaten komen in grote lijnen overeen met in de literatuur gevonden waarden, die grofweg tussen 10 en 40 procent liggen, afhankelijk van type en omvang.²⁵ Een recente Duitse studie (Dena, 2005) komt met 6% op een aanzienlijk lagere waarde, maar daarbij moet worden opgemerkt dat deze studie uitgaat van een aanzienlijk hoger niveau van

²⁵ Voor recente overzichten, zie Grubb et al. 2005, en Giebel, 2000.

leveringszekerheid. Dena (2005) hanteert daarbij een percentage van 99, waar onze analyse uitgaat van een zekerheidsniveau van 96,2 procent.²⁶

Het algemene beeld uit de literatuur is dat de ‘capacity credit’ ongeveer gelijk is aan de ‘load factor’ zolang het aandeel van windenergie in de totale capaciteit betrekkelijk klein is. Naarmate het aandeel opgesteld windvermogen toeneemt, daalt de ‘capacity credit’ ten opzichte van de ‘load factor’. Dit beeld komt ook naar voren uit onze berekeningen, waarbij de ‘capacity credit’ van een windpark daalt van 98% van de ‘load factor’ (bij een zeer klein aandeel wind) naar ca. 50% van de ‘load factor’ als de opgestelde windcapaciteit 40% van de totale capaciteit uitmaakt.

Om de maatschappelijke kosten van het aanhouden van reservecapaciteit te bepalen, is een bedrag van 81 euro per MW aangehouden (gebaseerd op OECD, 2005). De kosten variëren tussen de projectalternatieven al naar gelang er meer of minder windenergie op zee en windenergie op land wordt geplaatst van 348 mln euro (GE) en 413 mln euro (SE) voor het derde projectalternatief tot 545-620 mln euro voor het eerste en tweede projectalternatief. De netto contante waarde van de kosten van de reservecapaciteit bedragen ca 5 tot 6 % van de netto contante waarde van alle investering-, onderhoudskosten en netverzwaringkosten van windenergie op land en windenergie op zee tezamen in de projectalternatieven.

6.5 Gevoeligheidsanalyses reservecapaciteit

De hierboven beschreven analyse is gebaseerd op een aantal aannames, onder andere over de omvang van de vraag en de reguliere capaciteit en de standaarddeviaties van deze variabelen. Om de gevoeligheid van de uitkomsten voor deze variabelen te testen, zijn enkele van deze componenten met 10% verhoogd (ten opzichte van de analyse van projectalternatief 1 in het SE-scenario voor 2040) en de analyses opnieuw uitgevoerd. Tabel 6.5 geeft de gevoeligheidsanalyses voor de omgevingsvariabelen weer. De verschillen zijn uitgedrukt in procenten, om zo een dimensieloze eenheid te krijgen, vergelijkbaar met een elasticiteit.

Wanneer alle omgevingsvariabelen (de vraag, de reguliere capaciteit en de standaarddeviaties van beide variabelen) met tien procent worden vergroot, neemt de ‘capacity credit’ met 4,2 procent toe. Dit is consistent met de notie dat een kleiner aandeel windcapaciteit tot een hogere ‘capacity credit’ leidt.

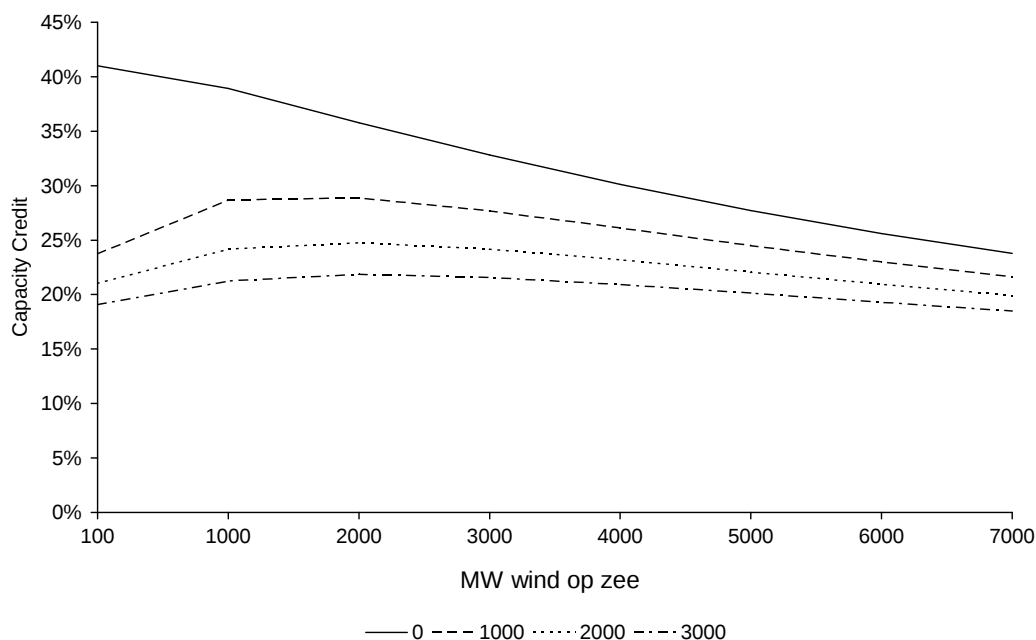
²⁶ Merk op dat dit percentage niet de werkelijke leveringszekerheid weergeeft, omdat het effect van vraagreacties op prijsverschuivingen hierin niet is meegenomen.

Tabel 6.5 Gevoeligheidsanalyses omgevingsvariabelen

	In %
Alle omgevingsvariabelen (vraag en reguliere capaciteit) en standaarddeviaties 10% groter	+ 4,2
Standaarddeviatie reguliere capaciteit 10% groter	+ 2,6
Standaarddeviatie vraag 10% groter	+ 6,0

Wanneer alleen de standaarddeviatie van de reguliere capaciteit met 10 procent verhoogd wordt, neemt de 'capacity credit' met 2,6% toe. De achterliggende reden is dat de kans op onvermogen zonder windparken groter is dan in de oorspronkelijke situatie. Hierdoor is de relatieve bijdrage van wind aan de kans op onvermogen kleiner en levert windenergie dus een grotere bijdrage aan de piekcapaciteit. Een vergelijkbare redenering geldt wanneer de standaarddeviatie van de vraag met 10 procent verhoogd wordt. Hierdoor neemt de 'capacity credit' met 6 procent toe. Alle genoemde toenames zijn kleiner dan 10 procent, hetgeen impliceert dat de resultaten niet al te gevoelig zijn voor de aannames van de omgevingsvariabelen

Wanneer we kijken naar de gevoeligheid van de uitkomsten voor de omvang van het windvermogen, zien we een bevestiging van wat de literatuuroverzichten al lieten zien; hoe groter de (relatieve) omvang van het windvermogen, des te kleiner de procentuele 'capacity credit'.

Figuur 6.4 Procentuele capacity credit als functie van het opgesteld vermogen windenergie op zee, voor vier niveaus van het opgesteld vermogen windenergie op land

De bovenste lijn (zonder windenergie op land) laat duidelijk het dalende verloop zien bij een toenemende hoeveelheid opgesteld vermogen. De andere drie lijnen laten eerst een stijging zien

door het toenemende aandeel windenergie op zee, dat een hogere 'load factor' heeft. Door die hogere 'load factor' wordt ook de gemiddelde 'capacity credit' in eerste instantie hoger. Naarmate de hoeveelheid opgesteld vermogen verder toeneemt, overheerst het effect van de negatieve invloed van het grotere windvermogen en neemt de 'capacity credit' af.

7 Bedrijfseconomische baten

De bedrijfseconomische baten van de opwekking van elektriciteit uit duurzame energiebronnen in de projectalternatieven omvatten de opbrengsten van die elektriciteit. In de analyse zijn de opbrengsten bepaald op basis van vermeden investeringskosten, onderhoudskosten en brandstofkosten van opwekking van elektriciteit uit conventionele energie (gas en kolencentrales) en eventuele wijzigingen in het importsaldo ten opzichte van het nulalternatief. De hoeveelheid geproduceerde elektriciteit door die duurzame energie, reduceert een *grosso modo* equivalente productie conventionele elektriciteit (of de import ervan). Dit is gedaan met behulp van het model Powers, waarbij de uitkomsten vanuit het oogpunt van consistentie voor een projectalternatief zijn vergeleken met de uitkomsten uit het model Elmar. De resultaten kwamen nagenoeg overeen. Deze benadering is, aan de marge, gelijk aan het bepalen van de opbrengsten uit de verkoop van elektriciteit. De nieuwe elektriciteitsproductie uit duurzame bronnen verdringt bestaande productie. De kosten van die productie zijn aan de marge gelijk aan de opbrengsten van die productie, die aan de marge weer gelijk zijn aan de opbrengsten van de nieuwe elektriciteitsproductie. Aangezien het totale productievolume niet of nauwelijks beïnvloedt wordt, is de benadering aan de marge correct.

7.1 Vermeden investerings-, onderhouds- en brandstofkosten

Door de productie van duurzame elektriciteit worden investeringskosten in conventionele energie (gas- en poederkoolcentrales) vermeden. Bij de raming van de vermeden investeringskosten is er rekening mee gehouden dat na 20 jaar levensduurverlengende maatregelen worden genomen. Voor gascentrales wordt gerekend met investeringskosten van 550 euro/kW, die gelijk zijn in beide scenario's en constant worden verondersteld in de tijd. Er wordt dus vanuit gegaan dat er geen leereffecten optreden bij deze redelijk uitontwikkelde technologieën. Voor investeringen in poederkoolcentrales wordt gerekend met een bedrag van 1200 euro/KW met dezelfde veronderstellingen. Voor gascentrales bedragen de onderhoudskosten 3 euro/MWh, voor poederkoolcentrales 7 euro/MWh, wederom in beide gevallen onafhankelijk van het scenario en constant verondersteld in de tijd. Indien er wel rekening zou zijn gehouden met een geringe daling van de kosten door leereffecten, zouden de baten van de projectalternatieven enigszins lager uitvallen.

Vermeden kosten van import van elektriciteit

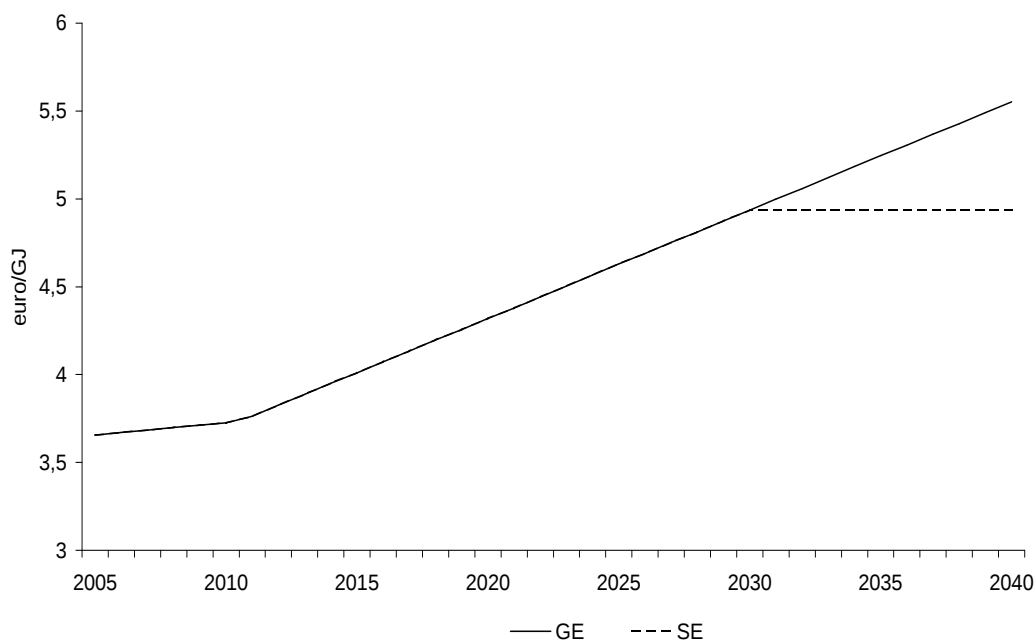
De inzet van duurzame energie kan ook van invloed zijn op het importsaldo. Uit ramingen met het model Powers blijkt de invloed op het importsaldo van de beide projectalternatieven in vergelijking tot het nulalternatief relatief beperkt. Dit komt omdat de invloed van de verschillende projectalternatieven op de elektriciteitsprijs ook erg beperkt is. Het verschil in het importsaldo tussen de project- en de nulalternatieven (een lager importsaldo in het projectalternatief ten opzichte van het nul-alternatief is een baat van het project) is

vermenigvuldigd met de verwachte elektriciteitsprijs (baseload) in het betreffende jaar voor dat scenario (Referentieramingen, 2005).

Vermeden kosten brandstof

Het grootste aandeel van de kosten van conventionele energie betreft de brandstofkosten. De energieprijzen waarmee in deze analyse is gerekend, zijn afkomstig uit 'Four Futures for Energy Markets and Climate Change' (CPB, 2004). 'Four Futures' beschrijft vier scenario's voor de toekomstige ontwikkelingen op energiegebied gedurende de komende 40 jaar. Figuur 7.1 geeft de raming weer van de gasprijzen in de beide scenario's.

Figuur 7.1 **Ontwikkeling gasprijzen**



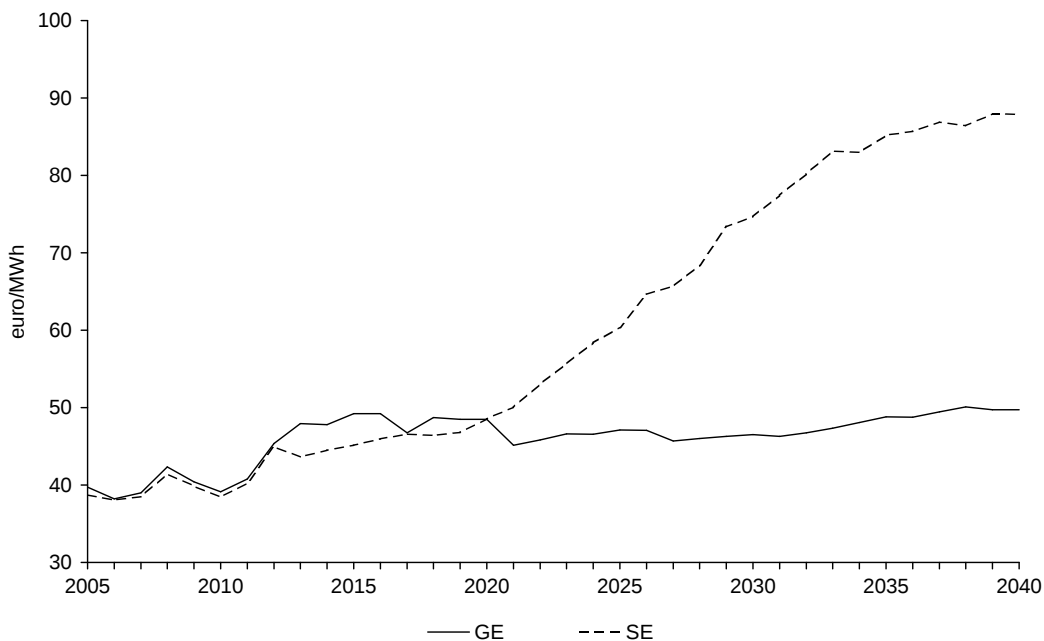
De bedrijfseconomische baten die zijn berekend op basis van de vermeden kosten van investeringen, onderhoudskosten, brandstofkosten en kosten van het importeren van elektriciteit, bedragen voor de verschillende projectalternatieven respectievelijk 6,6 mld euro (GE) en 6,8 mld euro (SE) voor het eerste projectalternatief, 6,9 mld euro (GE) en 6,4 mld euro (SE) voor de tweede projectvariant en 5,7 (GE) en 5,5 (SE) voor het derde projectalternatief. De gasprijzen houden nauw verband met de ontwikkeling van de olieprijs. Omdat deze variabele een belangrijke rol speelt in de analyse, is een apart hoofdstuk gewijd aan de ontwikkeling van de olieprijs. In een gevoeligheidsanalyse is gerekend met hogere olieprijs en daarmee ook met hogere gasprijzen.

7.2 Effecten op de elektriciteitsprijs

Het veranderen van de samenstelling van het productiepark voor elektriciteit heeft twee typen effecten op de elektriciteitsmarkt: de marginale kostenfunctie verandert van vorm en het niveau van de gemiddelde kosten verandert. Op korte termijn domineert het eerstgenoemde effect.

Wanneer windturbines eenmaal op hun plek staan, kost hun inzet vrijwel niets meer. In andere woorden, de marginale kosten zijn vrijwel nul. Dit houdt in dat windturbines helemaal vooraan in de ‘merit order’ geplaatst worden; ze worden altijd als eerste ingezet. De windturbines zullen zelden zelf de prijs bepalen (dat doet de marginale eenheid), maar hun aanwezigheid zorgt er wel voor dat de marginale kostencurve van het park als geheel wordt uitgerekt. Hiermee zullen de kosten en prijzen op korte termijn enigszins dalen. Op langere termijn leidt het plaatsen van windcapaciteit tot verdringing van bestaande capaciteit ofwel uitstel van nieuwe investeringen. Het ligt voor de hand dat dit ten koste gaat van technieken met hoge vaste kosten en lage marginale kosten, omdat deze hetzelfde marksegment bedienen als de windmolens. Deze verdringing leidt er dan toe dat het uitrekken van de marginale kostencurve weer ongedaan wordt gemaakt. Numerieke analyses met zowel Elmar als Powers laten bovendien zien dat de effecten van de uitgerekte kostencurve beperkt van omvang zijn.

Figuur 7.2 Ontwikkeling reële elektriciteitsprijzen, groothandelsmarkt, base load



Op langere termijn geldt, in theorie, dat de hogere gemiddelde kosten moeten leiden tot uitstel van investeringen, en daarmee tot (langere perioden van) hogere prijzen. In dit specifieke geval geldt dat echter niet, omdat de extra kosten verzonken zijn. Ze kunnen niet terugverdiend worden, en er is ook geen prikkel om ze terug te verdienen. Pogingen om dat wel te doen, zouden door toetreders ook eenvoudig afgestraft kunnen worden. De extra kosten werken dus

niet door in de prijzen, maar worden via subsidies betaald, en hebben dus geen markteffecten, tenzij de subsidie betaald zou worden uit een heffing. In figuur 7.2 zijn de geraamde elektriciteitsprijzen in het SE- en GE-scenario uiteengezet.

7.3 Vermeden aankoop van CO₂-rechten

Opwekking van elektriciteit uit conventionele energie gaat gepaard met CO₂ uitstoot, opwekking uit duurzame energiebronnen is CO₂-neutraal. In de analyse is geabstraheerd van zogenaamde ‘keteneffecten’. De CO₂-uitstoot die gemoeid is met de bouw of sloop van windturbines, het transport en het verbouwen van biomassa, maar ook de bouw en sloop van eenheden in een elektriciteitscentrale (voor zover er verschillen optreden tussen project- en nulalternatief) zijn *niet* in deze analyse betrokken.²⁷

De CO₂-problematiek heeft een mondiaal karakter: voor het uiteindelijke effect maakt het niet uit waar op aarde de uitstoot gereduceerd wordt. Per 1 januari 2005 is een systeem van verhandelbare emissierechten voor CO₂ in werking getreden waar een groot aantal landen, waaronder Nederland, aan deelneemt. In het SE-scenario en in het GE-scenario tot 2020 is een dergelijk emissiehandelssysteem van kracht. Een windpark in Nederland of andere vormen van duurzame elektriciteit heeft dan *geen* invloed op de totale mondiale uitstoot van CO₂. De uitstoot door gebruik van meer conventionele energie in het nulalternatief dan in het projectalternatief impliceert dat of elders in Nederland minder CO₂ wordt uitgestoten, waarmee kosten gemoeid zijn, of dat er meer emissierechten moeten worden geïmporteerd. De kosten van de geïmporteerde emissierechten zijn gelijk aan de marginale kosten om CO₂ te reduceren. De vermeden aankoop van emissierechten zijn dus uiteindelijk *bedrijfseconomische* baten die in de elektriciteitsprijs zijn geïnternaliseerd. Het project draagt dus niet bij aan een reductie van de CO₂-uitstoot (met uitzondering van de periode na 2020 in het GE-scenario), maar verdringt andere activiteiten om CO₂ te reduceren.

²⁷ Uit de ExternE-studie van de Europese Commissie (EC, 1998) blijkt dat de CO₂-uitstoot die gepaard gaat met winning en transport van conventionele energiebronnen, de bouw van de elektriciteitscentrale en afvalverwerking, 10% bedraagt van de CO₂-uitstoot die vrijkomt bij de elektriciteitsproductie. Voor kolencentrales is dit percentage geraamd op 9% als gevolg van het transport van de kolen. Voor gascentrales bedraagt de uitstoot van CO₂ die gepaard gaat met gasextractie en transport, ca 15% van de CO₂-uitstoot die vrijkomt bij elektriciteitsopwekking in gascentrales. Vermeld moet worden dat, hoewel de CO₂-problematiek mondiaal is, het grootste deel van deze CO₂-uitstoot niet in Nederland plaatsvindt en om die reden ook niet aan Nederland wordt toegerekend.

De hoeveelheid CO₂-emissies die gepaard gaat met de bouw en sloop van windturbines omgerekend naar kWh, is voor windenergie op zee ca 2,5% van de hoeveelheid CO₂ die vrijkomt bij de productie van een kWh in een kolencentrale en 5% van een door een gascentrale opgewekt kWh. Voor windenergie op land bedragen deze percentages respectievelijk 2 en 4%.

Waardering van CO₂-emissies

Emissies kunnen grofweg op vier manieren gewaardeerd worden:

- Schadekosten
- Adaptatiekosten
- Contingent valuation
- Vermijdingskosten

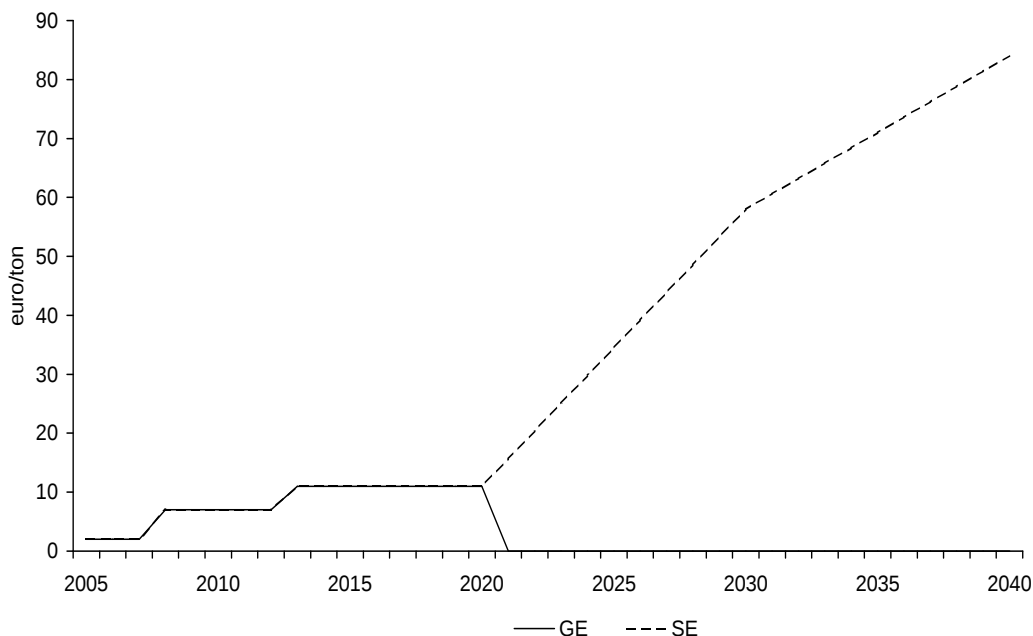
De eerste twee manieren zijn voor CO₂ een moeilijk begaanbare weg. De hoogte van de schade is erg onzeker, ligt in de (verre) toekomst en is voor een belangrijk deel moeilijk te waarderen (ecosystemen). Ook de adaptatiekosten lijken om dezelfde redenen zeer lastig in te schatten. In de ExternE-studie is een poging gedaan om de schadekosten van verschillende emissies in relatie tot de uitstoot door verschillende vormen van energie in de EU-landen te ramen (EU, 1998). Uit deze studie kwam een zeer ruime range voor de schadekosten van CO₂ naar voren van 7-63 ecu's/ton (in 1995 ecu's).

Voor stated preference onderzoek (contingent valuation), zeker naar effecten die op de lange termijn gelden, met grote onzekerheden en waarvan mensen zich erg lastig een voorstelling kunnen maken, gelden ook een aantal bezwaren die de wetenschappelijke validatie ervan lastig maakt (Stolwijk, 2004, Diamond en Hausman, 1994, Kahneman, Knetsch en Thaler, 1990 en Sen, 2000).

In analyses die het CPB tot op heden heeft uitgevoerd, is voor vermeden uitstoot van CO₂ gekozen voor de vermijdingskosten: op welke wijze kan een reductie van een hoeveelheid (kTon) CO₂ op een kostenefficiënte wijze gereduceerd worden. Hiervoor zijn schaduw prijzen berekend (CE, 2004). In eerdere studies is vanwege nationale doelstellingen op dit gebied uitgegaan van een kostenefficiënte oplossing *binnen* Nederland. De binnenlandse oplossingen sloten aan bij de plafonds die voor Nederland gesteld werden voor de uitstoot van CO₂. Vanwege de mondiale problematiek is het echter vanuit het oogpunt van efficiëntie beter om ook buitenlandse oplossingen in de analyse te betrekken. Het maakt immers niet uit waar de CO₂-uitstoot wordt gereduceerd. Het systeem van verhandelbare emissierechten sluit hierop aan.

De waardering van CO₂ in relatie tot de emissiehandel

In beide scenario's vindt emissiehandel plaats: in SE gedurende de gehele periode tot 2040, in GE worden na 2020 de CO₂-doelstellingen verlaten en de emissiehandel overboord gegooit. In figuur 7.3 zijn de geraamde emissiehandelprijzen per ton CO₂ tot 2040 voor de beide scenario's afgebeeld (Referentieramingen, 2005). Momenteel (begin juli) is de emissieprijs overigens 27 euro/ton, terwijl de prijs begin dit jaar bij aanvang van het emissiehandelssysteem 11 euro/ton bedroeg. Het is moeilijk om aan de hand van deze prijs conclusies te trekken voor de toekomst. De handel is pas net begonnen en zowel de vraag als het aanbod is nog erg volatiel. Het huidige relatief hoge niveau van de emissieprijs is mede het gevolg van de hoge gasprijzen, waardoor relatief meer kolen worden gestookt, wat gepaard gaat met een hogere CO₂-uitstoot, en van de droogte in Zuid-Europa, waardoor de mogelijkheden voor elektriciteitsopwekking uit waterkracht sterk zijn afgenomen en daarmee de vraag naar CO₂-emissierechten is toegenomen (Electrabel, 2005, EEX, 2005).

Figuur 7.3 Ontwikkeling prijzen CO₂ emissierechten

De totale CO₂-emissie in het nul- en het projectalternatief van de landen gezamenlijk die aan het emissiehandelssysteem deelnemen, is zoals gezegd gelijk. Het verschil tussen het project- en het nulalternatief is dat Nederland in het nulalternatief extra emissierechten moet aanschaffen, overeenkomend met de prijs zoals geschetst in het betreffende scenario dan wel elders in de economie CO₂-emissies zou moeten reduceren. Hiermee zijn kosten verbonden, namelijk de hoogte van de kosten van de emissierechten die de marginale reductie van CO₂ weerspiegelt. Er mag vanuit worden gegaan dat het al dan niet aanleggen van windparken in Nederland door de relatief geringe omvang geen invloed heeft op de hoogte van de Europese prijzen van CO₂-rechten.

De prijs van de emissierechten is afhankelijk van de gestelde plafonds en van het aantal deelnemende landen. Hoe strakker de plafonds, hoe hoger de emissieprijs. Met stringenter doelstellingen komen namelijk relatief duurdere oplossingen in beeld. Met het aantal deelnemende landen wijzigt zowel de hoeveelheid CO₂ die gereduceerd zou moeten worden conform de afgesproken plafonds in het emissiehandelssysteem als het aantal mogelijkheden om CO₂-emissies te reduceren. Toetreding van landen als China en de VS tot het emissiehandelssysteem, maar ook de aanscherping of verslapping van de plafonds kunnen aanzienlijke consequenties hebben voor de prijzen van de verhandelbare emissierechten. Om die reden worden in paragraaf 13.4 gevoeligheidsanalyses uitgevoerd waarbij is uitgegaan van verschillende emissiehandelprijzen in de tijd dan wel een andere waardering van CO₂-emissies.

De waardering van CO₂ in een wereld zonder emissiehandel

Na 2020 stopt het emissiehandelssysteem in het GE-scenario. Het projectalternatief zal in vergelijking met het nulalternatief voor die jaren in dat scenario wél effecten hebben op de

uitstoot van CO₂. De waardering daarvan in de KBA is nihil. Het emissiehandelssysteem is in dat scenario verlaten, omdat de deelnemende landen de uitstoot van CO₂ niet verder gezamenlijk willen reduceren. Het ligt in dat scenario niet voor de hand dat er na het uiteenvallen van het systeem wel internationale afspraken gemaakt worden waarin een plafond wordt gesteld aan de CO₂-uitstoot per land. De invloed voor Nederland zelf van de reductie van een Mton CO₂ is dan nagenoeg nul. In de KBA zijn de vermeden emissies van CO₂ in het GE-scenario na 2020 om die reden als nihil gewaardeerd. Hier ligt geen normatief oordeel aan ten grondslag. Het gaat erom dat positieve effecten op het klimaat door Nederland alleen niet zijn te realiseren.²⁸

Uitkomsten vermeden CO₂-emissierechten

Met behulp van het model Powers is de verwachte uitstoot van CO₂ voor de nulalternatieven en de projectalternatieven geraamd in de beide scenario's. De netto contante waarde van de baten die gepaard gaan met de vermeden emissies bedraagt voor het eerste projectalternatief 353 mln euro (GE) en 2321 mln euro (SE), voor het tweede projectalternatief bedragen deze baten 327 mln euro (GE) en 2246 mln euro (SE) en voor het derde projectalternatief zijn de baten geraamd op 216 mln euro (GE) en 2082 mln euro (SE).

De baten uit vermeden aankoop van emissierechten hangen dus sterk af van het scenario waarin de ontwikkelingen plaatsvinden en maken in het SE-scenario een substantieel deel uit van de bedrijfseconomische baten (groveweg 1/3 deel), terwijl deze voor het GE-scenario slechts 5% van de netto contante waarde van de bedrijfseconomische baten vertegenwoordigen. Dit is niet verwonderlijk, aangezien in het GE-scenario na 2020 het emissiehandelssysteem wordt verlaten. Hierboven is betoogd dat de vermeden uitstoot van CO₂ in Nederland *in die situatie* voor Nederland nauwelijks baten genereert en de waardering van CO₂ daarmee nihil is. De gevoeligheid van de uitkomsten van de waardering van vermeden CO₂-emissies dan wel de vermeden aankoop van CO₂-emissierechten wordt nader besproken in paragraaf 13.4.

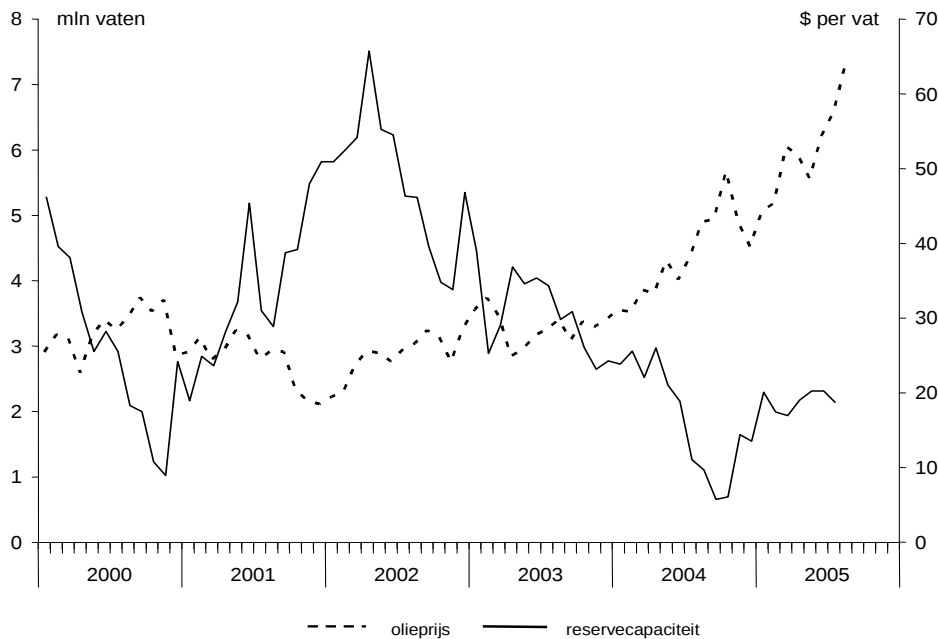
²⁸ Uiteraard is het denkbaar dat er voor sommigen ethische redenen kunnen zijn om de reductie van CO₂-uitstoot belangrijk te vinden. Dit blijft in de KBA buiten beschouwing.

8 De ontwikkeling van de olieprijs

De huidige olieprijs ligt aanzienlijk boven de prijspaden in de beide scenario's die voor deze analyse zijn gebruikt. De krapte op de oliemarkt leidde in augustus 2005 tot een Brent prijs van ruim 67 dollar per vat. De hoogte van de reële olieprijsen in uiteenlopende jaren varieert in de CPB-scenario's van 23 tot 28 dollar per vat. Hierbij is uitgegaan van een dollarkoers van één dollar voor één euro. Deze reële prijzen zouden, omgerekend naar de huidige dollarkoers van ca. 1,20 dollar voor één euro, corresponderen met 28 tot 33 dollar per vat. De gasprijs hangt nauw samen met de olieprijs. De vraag rijst of de olieprijsen in de scenario's in het licht van deze recente ontwikkelingen niet te laag zijn ingeschat, waarmee de baten van de duurzame elektriciteitsprojecten zouden zijn onderschat?

8.1 Korte-termijn spotmarktprijzen en lange-termijn evenwichtsprijzen

Bij het beschouwen van bovengenoemde vraag is het van groot belang een onderscheid te maken tussen korte- en lange-termijnontwikkelingen. De krappe oliemarkt op dit moment is het gevolg van een hoge olievraag en volledige bezetting van de beschikbare productiecapaciteit. Wereldwijd nam de vraag naar olie in 2004 toe met zo'n 3,4%: de grootste stijging in de afgelopen 28 jaar. Belangrijke drijfveer achter deze stijging was de olievraag in China die met ruim 14% toenam. Tegelijkertijd werd het aanbod van olie de afgelopen periode onder meer gehinderd door het niet op gang komen van de productie in Irak, stakingen in Noorwegen, financiële problemen bij het Russische Yukos, uitval van productiefaciliteiten in de Verenigde Staten door orkanen en sociale onrust in Nigeria en Venezuela. De krapte komt tot uiting in een geringe reservecapaciteit in de OPEC-landen en relatief lage voorraden in de OESO-landen. De reservecapaciteit van OPEC bedraagt op dit moment ruim 2 mln vaten per dag, waarvan bijna de helft in Saudi-Arabië ligt. In 2002 bedroeg de gemiddelde reservecapaciteit nog 5,5 mln vaten per dag. De voorraden zijn in termen van het aantal dagen dat in het verbruik kan worden voorzien relatief laag. Omdat zowel vraag als aanbod op korte-termijn nauwelijks reageren op veranderingen in de olieprijs, leidt elke verstoring van de markt tot een sterke prijsreactie. In figuur 8.1 zijn zowel de omvang van de reservecapaciteit van 2000 tot heden uiteengezet als de olieprijsen van dat moment. De afnemende omvang van de reservecapaciteit tegelijkertijd met een hoge olieprijs is duidelijk af te lezen uit deze grafiek. De hoge olieprijsen van de laatste tijd hebben tevens geleid tot hoge gas- en elektriciteitsprijzen.

Figuur 8.1 Reservecapaciteit (in mln vaten per dag) en nominale olieprijs (in dollar per vat)

De sterk gestegen olieprijs roept op de lange termijn reacties op aan zowel de vraag- als de aanbodzijde en deze reacties zorgen voor een neerwaartse druk op de olieprijs. De prijselasticiteiten op de lange termijn zijn dan ook beduidend groter dan op korte termijn. Daarvoor zijn verschillende redenen aan te geven.

Zo zijn de mogelijkheden om energie te besparen door huishoudens en bedrijven op lange termijn groter dan op de korte termijn. Auto's, vliegtuigen en het machine- en wagenpark in bedrijven verbruiken energie. Op korte termijn zal de reactie op hogere energieprijzen vanuit de vraagzijde vooral bestaan uit een zuiniger gebruik van de bestaande investeringsgoederen, een automobilist kan bijvoorbeeld het kilometrage wat beperken. Op termijn nemen de keuzemogelijkheden van de consumenten en bedrijven in belangrijke mate toe. Naarmate de afschrijving op de investering is voltooid (deze zal nog iets worden vervroegd door de hoge energieprijzen), worden de hoge energiekosten meegenomen in de aankoopbeslissing en kunnen relatief zuiniger investeringsgoederen worden aangeschaft. Daarmee kunnen grote energiebesparingen worden gerealiseerd en hoe hoger de prijzen zijn, des te sterker zullen energiegebruikers reageren. Ook zijn de mogelijkheden op de langere termijn om te substitueren met andere energiedragers (gas, duurzame bronnen) groter.

Aan de aanbodzijde op de goederenmarkt nemen de reacties in de tijd eveneens toe. Investerings in onderzoek en ontwikkeling om te komen tot producten met betere energieprestaties leveren bij hoge energieprijzen potentieel hoge rendementen op en zo komen na verloop van jaren auto's, vliegtuigen en machines op de markt met beduidend gunstiger energieprestaties.

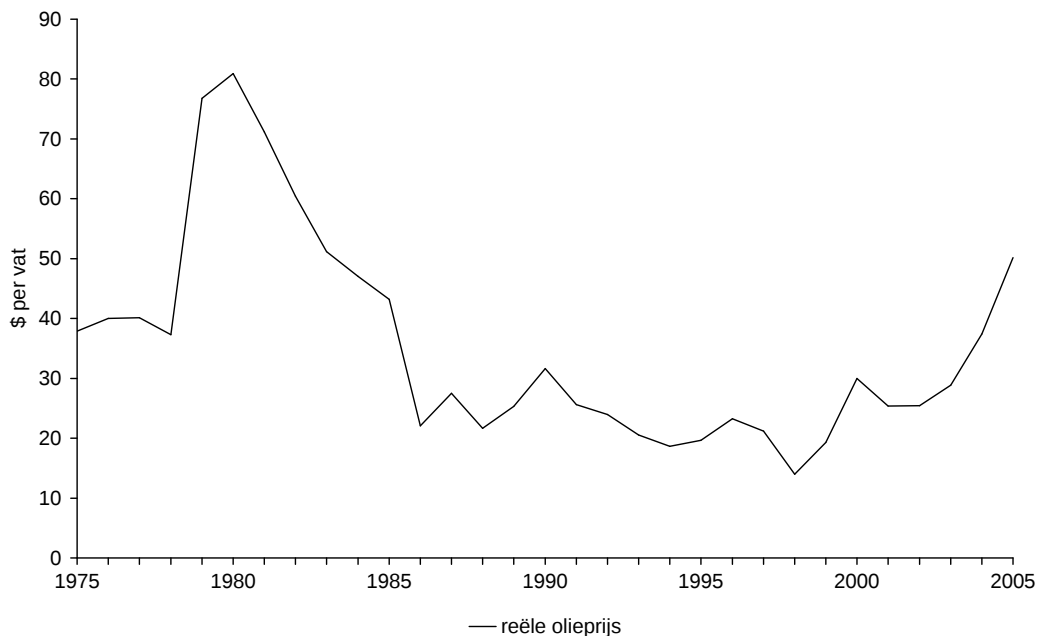
Op de energiemarkt zelf zitten de energieproducenten ondertussen uiteraard ook niet stil. Op korte termijn zorgen hogere prijzen vooral voor hogere winningspercentages vanuit bestaande

bronnen, onder meer door het inzetten van meer en grotere aantallen boorinstallaties. Dit is momenteel al merkbaar op de oliemarkt, waar het aantal actieve boorinstallaties in de laatste 2 jaar met bijna 25% is gestegen (Baker, High Rig Counts, 2005, Platts, 2005). Op lange termijn zullen nieuwe bronnen worden aangeboord die niet alleen betrekking hebben op conventionele olie, maar ook op winning van olie uit niet-conventionele bronnen, zoals de teerzanden in Canada. Met winningskosten van rond de vijftien dollar per vat zijn bij de huidige prijzen ook deze teerzanden winstgevend te exploiteren.

De toenemende aanbodreacties in de tijd hebben niet alleen te maken met de 'lag time' tussen het voorbereiden van exploratie-activiteiten en het feitelijk op de markt zetten van het aanbod, maar ook met de rol die verwachtingen spelen in dit proces. Alleen als de producenten verwachten dat de hoge olieprijs lang genoeg aanhouden om de gemaakte kosten goed te maken, zullen zij investeren in het ontwikkelen van nieuwe energiebronnen. Het lijkt aannemelijk dat het langer aanhouden van hoge prijzen zal bijdragen aan de verwachting dat prijzen op middellange termijn hoog kunnen blijven. Een plotselinge stijging van olieprijs wordt dan aanvankelijk vooral als een 'bubble' gezien die snel weer kan verdwijnen, zodat bij grotere strategische investeringen niet met een dergelijke hoge prijs wordt gerekend. Naarmate de hoge prijzen langer aanhouden, worden ook de prijsverwachtingen opwaarts bijgesteld, zodat het verwachte rendement op de investeringen toeneemt.

De korte-termijn olieprijsen hebben ook in het verleden sterk gefluctueerd. Figuur 8.2 geeft de *reële* gemiddelde Brentspot olieprijsen weer op jaarbasis van de afgelopen 30 jaar (in dollars per vat, prijspeil 2003). Na de tweede oliecrisis van begin jaren '80 is het reële prijsniveau van ruim 80 dollar per vat in 1980 weer gedaald naar ca 22 dollar per vat in 1986. De wisselkoers van de dollar speelde hierbij overigens ook een rol. De stijging van de olieprijs van de laatste jaren is in euro's (en vele andere valuta) uitgedrukt, kleiner dan de stijging in dollars.

Concluderend kan gesteld worden dat de spotprijs, zoals de hoge olieprijs van dit moment, geen goede indicator is van de structurele olieprijs voor de komende decennia. De 'spotprijs' kan zowel naar boven als naar beneden fors afwijken van de structurele olieprijs voor de komende decennia.

Figuur 8.2 Reële olieprijs van 1975 tot heden (in dollar per vat, prijspeil 2003)

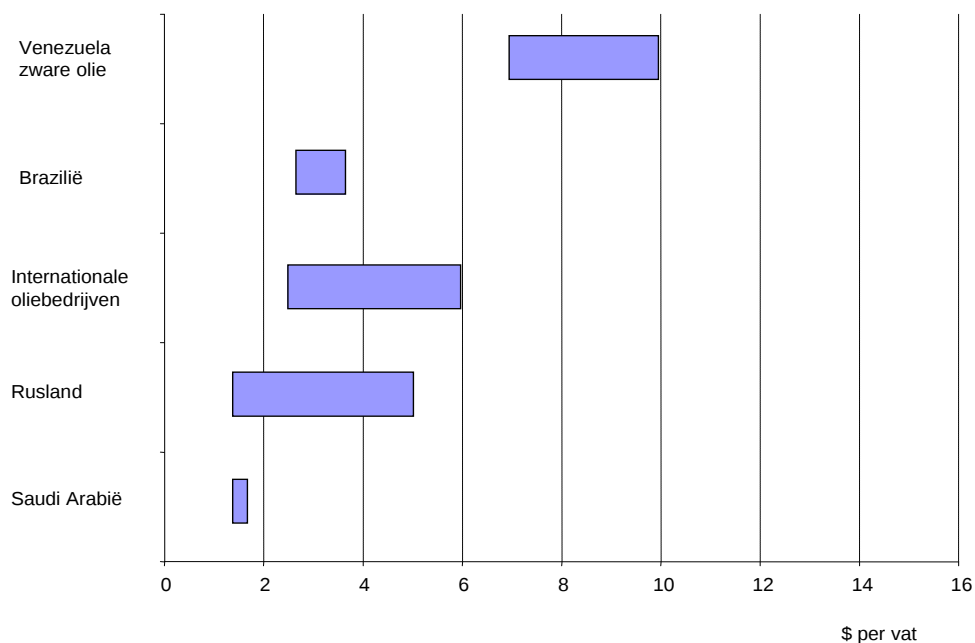
8.2 Determinanten van de olieprijs op de lange termijn

Welke factoren zijn dan van belang voor de lange-termijnolieprijzen? Op lange termijn wordt de prijs bepaald door de marktmacht van de OPEC, de marginale winningskosten van de overige producenten en de mondiale vraag naar olie. In een competitieve markt zou een land uit het Midden-Oosten de marginale producent zijn, gezien de enorme reserves die daar aanwezig zijn en de lage kosten van oliewinning; enkele dollars per vat. In zo'n situatie zou de lange-termijnolieprijs op dat niveau liggen. Doordat de grote olieproducerende landen via het OPEC-kartel hun gezamenlijke productie weten te beperken tot een niveau ver onder de mondiale olievraag, zijn bedrijven in andere landen, zoals de Verenigde Staten, de marginale producent. De marginale kosten van deze aanbieders liggen op een niveau van rond de twintig dollar per vat. Bij een olieprijs die langdurig boven dat niveau ligt, zullen bedrijven in niet OPEC-landen hun productiecapaciteit uitbreiden, wat nu ook daadwerkelijk gebeurt.

Daarbij komt dat nieuwe technieken voortdurend zorgen voor vergroting van de economisch winbare reserves. De zogenaamde 'recovery factor' kan toenemen door technologische ontwikkeling; verlaten oliebronnen waarvan het restant aan olie eerder economisch niet-winbaar was, worden door toepassing van nieuwe technieken bedrijfseconomisch rendabel en worden opnieuw aangeboord. Daarnaast zal olie uit de omvangrijke niet-conventionele bronnen, zoals de eerder genoemde teerzanden in Canada, in belang toenemen. De marginale kosten om deze bronnen te ontginnen maken non-conventionele velden steeds meer concurrerend met andere bronnen. Momenteel liggen die kosten op ongeveer vijftien dollar per vat. Daarbij moet wel worden aangetekend dat praktische bezwaren die gepaard gaan met het ontginnen van deze bronnen de oorzaak zijn dat een grootschalige productie pas op de lange termijn kan

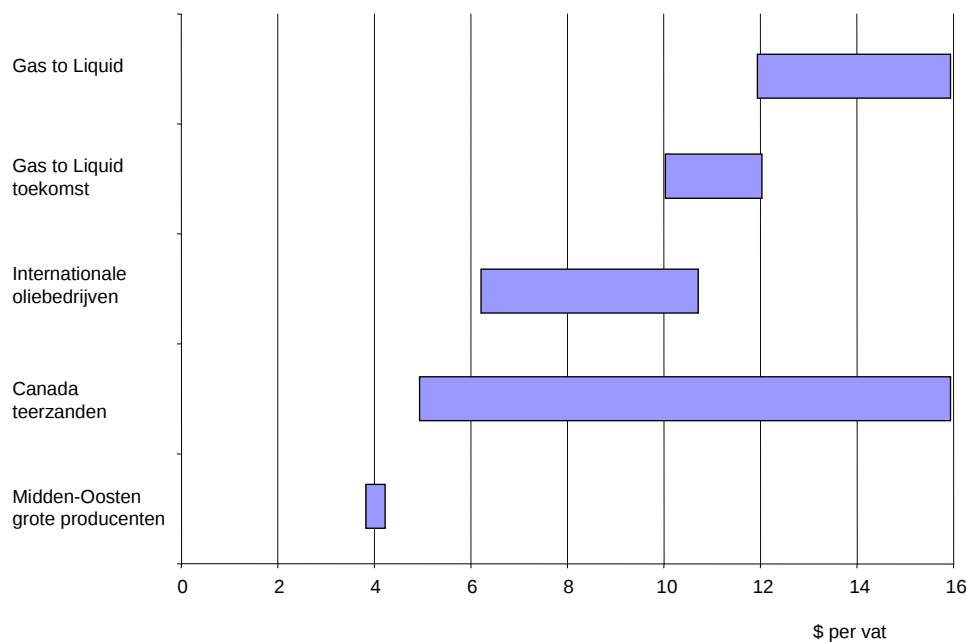
plaatsvinden. Dit wordt in paragraaf 8.3 verder uiteen gezet. Technologische ontwikkeling zorgt ook voor een daling van de marginale winningskosten op termijn, dus de aannames op het gebied van technologische ontwikkeling zijn ook van invloed op de toekomstige olieprijs. In de volgende figuren is een overzicht opgenomen van (een range van) de marginale en de totale kosten van verschillende oliebronnen (IEA, 2004).

Figuur 8.3 Marginale kosten olieproductie (in dollar per vat)



De lange-termijnontwikkeling van de vraag naar olie is relevant, omdat een sterke vraag het noodzakelijk maakt om aanbod van energiebronnen in te schakelen waarvan de marginale kosten hoger zijn, dan bij een lagere energieproductie mogelijk zou zijn. In de CPB-scenario's wordt voor het GE-scenario uitgegaan van een productie van 155 mln vaten per dag in 2040, terwijl voor het SE-scenario een productie van 80 mln vaten per dag in 2040 wordt geraamd; dit laatste is ook het niveau van de huidige productie.

De beschikbaarheid van olievoorraden, ook als geen rekening wordt gehouden met niet-conventionele bronnen, is voorlopig nog geen probleem. Tot 2040, de periode die voor de scenario-analyse is beschouwd, zal de omvang van olievoorraden ruim voldoende zijn, zelfs als de mondiale dagelijkse olieconsumptie met 50% stijgt tot boven de 155 miljoen vaten per dag, zoals aangenomen in het GE-scenario (CPB, 2004).



8.3 Olie uit niet-conventionele bronnen

Op een aantal plaatsen in de wereld zijn significante hoeveelheden niet-conventionele olie beschikbaar. Het betreft hier teerzanden in Canada, extra-zware olie in het Orinoco gebied in Venezuela en zogenaamde oil-shale olie in de Verenigde Staten. De teerzanden in Canada en de Orinoco olie (extra zware olie en bitumen) in Venezuela zijn reeds in productie. De productie van oil-shale olie in de Verenigde Staten is nog in de ontwikkelingsfase en zal naar verwachting pas over 20 jaar een niveau van 1 mln vaten per dag kunnen bereiken. Een productieniveau van 3 mln vaten per dag zal waarschijnlijk langer dan 30 jaar op zich laten wachten (Rand, 2005).

De huidige olieproductie uit teerzanden in Canada bedraagt momenteel 1,1 mln vaten per dag. Naar verwachting zal de productie toenemen tot 2,8 mln vaten per dag in 2016. Door technologische ontwikkeling kunnen de productiekosten van dit type olie nog aanzienlijk dalen. De huidige kosten bedragen 15 dollar per vat terwijl deze 25 jaar geleden nog op een niveau van 30 dollar lagen. Naar verwachting zullen de productiekosten in 2010 nog slechts 7 dollar per vat bedragen (www.platts.com, 2005). De productie van Orinoco olie in Venezuela bedroeg in 2003 0,5 mln vaten per dag. Het IEA (IEA, 2004) verwacht een gezamenlijke niet-conventionele productie van bijna 6 mln vaten per dag in 2030.

Een mogelijk probleem bij de winning uit niet-conventionele bronnen is het effect op het milieu. Ontginning van teerzanden of bitumen kan gepaard gaan met negatieve effecten op het landschap. De effecten zullen uiteraard uiteenlopen per locatie. Verder zijn voor de productie vrij grote hoeveelheden water en gas nodig, wat effecten teweeg zou kunnen brengen voor de waterhuishouding. Ook zal het enige tijd vergen om de benodigde infrastructuur aan te leggen.

Tenslotte gaat de productie van olie uit bijvoorbeeld teerzanden gepaard met de uitstoot van een grotere hoeveelheid broeikasgas dan de winning van conventionele olie. De productiekosten op basis van teerzanden zullen daarmee toenemen, omdat Canada, dat het Kyoto-protocol heeft ondertekend, voor deze additionele uitstoot emissierechten zal moeten aankopen dan wel elders de CO₂-uitstoot zal moeten terugdringen. Bij een stringent klimaatbeleid, zoals in het SE-scenario het geval is, zullen de prijzen van CO₂-rechten in de toekomst stijgen.

Op basis van gegevens van Shell is afgeleid dat bij de *productie* van een vat olie uit teerzand 25% meer broeikasgassen vrijkomen dan bij de *productie* van een vat olie in Saoedi-Arabië. Milieu-organisaties claimen overigens dat dit percentage aanzienlijk hoger ligt. Bij de *productie en consumptie* van een barrel niet-conventionele olie komt ca 5% meer broeikasgassen vrij dan bij de *productie en consumptie* van een gemiddelde geïmporteerde barrel in Noord Amerika (www.economist.com, 2003). Dit komt doordat bij de consumptie van olie verreweg de meeste broeikasgassen vrijkomen. De additionele CO₂-uitstoot bij het winnen van olie uit niet-conventionele bronnen zal de marginale kosten van ontginning van die bronnen doen stijgen, maar omdat de CO₂-uitstoot van de productie maar een beperkt deel uitmaakt van de CO₂-uitstoot van de productie en consumptie tezamen, zal dit effect relatief beperkt zijn.

8.4 Ramingen van de olieprijs op de lange termijn

Er bestaan onzekerheden over de hiervoor geschetste factoren die de lange-termijn evenwichtsprijs bepalen. Diverse internationale instituten hebben recent publicaties uitgebracht waarin de verwachting voor de olieprijs voor de komende decennia zijn beschreven. (IEA, 2004, OECD, 2004, IMF, 2005). De scenario's van het CPB kunnen met deze scenario's worden vergeleken.

Het International Energy Agency (IEA) (IEA, 2004) raamt de structurele olieprijs voor de lange termijn (2030) op 29 dollar per vat.

De OESO concludeerde in december 2004 in haar Economic Outlook dat de olieprijs op middellange termijn hoog zal blijven. In het baseline scenario van de OESO bereikt de reële olieprijs een niveau van 35 dollar per vat in 2030 (OECD, 2004).

Volgens modelberekeningen in de World Economic Outlook (IMF, 2005) zou de olieprijs ook op lange termijn hoog kunnen blijven, zij het minder hoog dan de huidige spotprijzen. Onder de veronderstelling dat OPEC streeft naar een zo hoog mogelijke netto contante waarde van de winst en daartoe ook de benodigde marktmacht bezit, resulteert een bandbreedte voor de reële olieprijs van 39 tot 56 dollar in 2030 (dollars in 2003).

In het GE-scenario ligt de olieprijs in de buurt van het IEA scenario. In dit scenario bedraagt de olieprijs 28 dollar per vat in 2040. In het SE scenario ligt de olieprijs met 22 dollar per vat in 2040 aanzienlijk lager. Deze lagere prijs is het gevolg van het specifieke milieubeleid dat in dit scenario wordt verondersteld waardoor de olieconsumptie na 2020 sterk afneemt. Daarbij moet

worden bedacht dat de verschillen in wisselkoersen ook een rol spelen. Zoals gemeld is bij de lange-termijnstudie van het CPB gerekend met een wisselkoers van één dollar voor één euro.

De verschillen tussen deze scenario's zijn vooral het gevolg van verschillende veronderstellingen over de vraag- en aanbodelasticiteiten. Daarnaast speelt de economische groei en de daarmee gepaarde gaande vraag naar olie een rol, maar op dit punt verschillen de scenario's niet veel.

De economische groei bepaalt hoe snel duurdere olievelden in productie moeten worden genomen. Hoe hoger de (mondiale) vraag naar olie groeit, des te hoger de marginale kosten van de marginale aanbieder van buiten het OPEC-gebied. De bovengenoemde scenario's hanteren zoals gezegd vergelijkbare groeicijfers. De IEA gaat uit van 3,2%, net als het CPB in het GE-scenario, de OECD rekent met een mondiale groei van 3,5% en het IMF veronderstelt een groei van 3,0%. Wanneer alle andere veronderstellingen gelijk zouden zijn, zou het IMF dus met een wat lagere olieprijsverwachting moeten komen dan de andere instituten.

De hogere raming van het IMF komt voort uit de veronderstelde lagere prijselasticiteit van zowel olievraag als van het niet-OPEC aanbod ten opzichte van de andere instituten. Hogere olieprijsen koppelen in de IMF-scenario's nauwelijks terug naar de vraag en leiden ook niet tot meer energiebesparing. Voor het aanbod van niet-OPEC landen gaat het IMF uit van prijselasticiteiten van 0,15 tot 0,58. De ondergrens van 0,15 impliceert dat hogere prijzen nauwelijks effect hebben op het aanbod van niet-OPEC landen. Tenslotte gaat het IMF ervan uit dat de OPEC als een gesloten blok zal opereren.

Erg hoge prijzen op lange termijn voor OPEC niet gunstig

Bij een hogere prijs daalt op termijn de afzet van olie uit de OPEC-landen en dit kan zelfs leiden tot lagere nominale opbrengsten lager dan bij een lagere olieprijs het geval zou zijn. Ervaringen uit de eerste helft van de jaren tachtig illustreren dit mechanisme. De zeer hoge olieprijs aan het begin van die periode leidde tot een sterke daling van de mondiale vraag en een toename van productie uit niet-OPEC landen. Hierdoor daalde de prijs. Saudi-Arabië, het grootste OPEC-land, kon alleen door een sterke productievermindering de prijs nog op een hoog niveau houden. Het volume van de export van dit land was in 1985 66 procent lager dan in 1980. Ook daalde de olieprijs van \$ 81 per vat in 1980 naar ruim \$ 43 in 1985 (beide reële prijzen in prijspeil 2003); een daling van 46 procent (en een jaar later overigens naar \$22 dollar). Door deze twee ontwikkelingen daalde de reële exportopbrengst van deze olieproducent van ruim \$ 231 miljard naar minder dan \$ 41 miljard; een daling van 82 procent. Voor Saudi-Arabië was dat indertijd de reden om met de zelf opgelegde productiebeperking te stoppen (Van der Linde, 2000).

Dit voorbeeld illustreert ook dat de OPEC-landen niet als één speler moeten worden beschouwd. Bij een hoge prijs blijken veel landen uit het kartel te kiezen voor een zo hoog mogelijke productie, waarbij ze meeliften op de verminderde productie van met name de grotere OPEC-landen. Dit mechanisme zorgt er voor dat het voor de OPEC bij een hoge olieprijs moeilijk is om de totale productie te blijven bepalen. Wanneer het aantal spelers binnen dit kartel in de toekomst echter afneemt, zullen de grote olieproducerende landen in het Midden-Oosten waarschijnlijk wel meer invloed kunnen uitoefenen op de markt en daarmee op de prijs.

De scenario's van het IMF veronderstellen zo dat de OPEC de toekomstige olieprijs kan dicteren. Dit kan alleen als de verschillende landen van het kartel een gesloten front vormen. De ervaring heeft echter geleerd dat de cohesie tussen de OPEC-landen afbrokkelt wanneer de oliemarkt tijdelijk verruimt (Kingma en Mulder, 2004). Competitie tussen de landen onderling voor een zo groot mogelijk aandeel in de gezamenlijke productie en de angst voor marktaandeelverlies aan niet-OPEC producenten zullen voor de OPEC reden zijn om de productie in de toekomst aanzienlijk te vergroten.

Een tweede voorwaarde is dat er ook bij permanent hoge olieprijsen geen stevig extra aanbod van buiten de OPEC tot stand wordt gebracht. De marginale kosten van diverse grote winbare reserves buiten het OPEC-gebied, technologische ontwikkeling op het gebied van olie-exploratie en -productie zijn redenen om aan te nemen dat niet-OPEC ook in de toekomst haar aanbod nog aanzienlijk kan uitbreiden. Landen waar de productie nog kan worden uitgebreid zijn onder andere Rusland, de landen rond de Kaspische Zee, landen in West-Afrika en in Midden- en Zuid-Amerika. Bovendien kan in Canada de productie van niet-conventionele olie op basis van teerzanden verder worden uitgebreid.

Tenslotte rekent het IMF met een lage elasticiteit van de vraag. Dit zou betekenen dat een stijging van de structurele olieprijsen op de lange termijn maar in beperkte mate zou leiden tot een afname in de vraag. Gelet op de in de tijd toenemende substitutiemogelijkheden naar andere energiedragers (gas, duurzame energie) en de mogelijkheden voor energiebesparing, met name in opkomende landen als China en India, kan worden aangenomen dat aan de vraagkant grotere aanpassingsmogelijkheden bestaan als waar het IMF van uit gaat.

Het IMF signaleert zelf overigens ook dat sterke reacties aan de vraag- en aanbodzijde kunnen optreden dan in de scenario's besloten ligt. De onderkant van de IMF-ramingen, waarbij wel sprake is van meer marktmacht van de OPEC, maar waar concurrerend aanbod deze marktmacht wel wat inperkt, lijkt zeker een reële mogelijkheid. De bovenkant van het spectrum, waarbij de OPEC alles kan dicteren, omdat noch de vraag noch concurrerend aanbod voor enig tegenwicht zorgen, acht het CPB minder waarschijnlijk.

Concluderend kan worden gesteld dat er voor de lange termijn onzekerheden bestaan over de hoogte van de marginale kosten van olieproductie in niet-OPEC-landen, de kosten van ontginning van niet-conventionele bronnen en daarmee gepaard gaande milieu-effecten, de ontwikkeling van deze kosten door technologische ontwikkeling, de mondiale vraag naar olie en de marktmacht van de OPEC. De ramingen van de OESO, de IEA en het CPB omspannen een bandbreedte van structurele olieprijsen van 25-35 dollar per vat. De ramingen van het IMF van 39 tot 55 dollar per vat voor 2030 acht het CPB met name voor de bovenkant van de marge minder waarschijnlijk. De CPB-scenario's liggen op hun beurt inmiddels aan de onderkant van de bandbreedte die door de diverse instituten wordt aangehouden.²⁹ In plaats van het gemiddelde niveau van 25 dollar per vat zoals aangehouden in het GE-scenario, zou in een

²⁹ Waarbij, zoals gemeld, wel bedacht moet worden dat deze raming gebaseerd is op een verhouding van de dollar en de euro van 1:1.

dergelijke omgeving ook rekening gehouden kunnen worden met prijzen die liggen rond 30 tot misschien wel 40 dollar per vat.

8.5 Variant met hogere olieprijsen

Hieronder worden de kosten en baten van de projectvarianten berekend van de projectalternatieven bij een structureel hogere en constante olieprijs van 40 dollar per vat (conformde onderkant van de bandbreedte die het IMF in zijn lange-termijnraming weergeeft). Daarnaast is voor de projectvarianten berekend hoe hoog de olieprijs zou moeten zijn om tot een neutraal saldo te komen van kosten en baten (het break-even point). De exercities zijn uitgevoerd voor het GE-scenario dat de hoogste prijzen kent. In het SE-scenario zijn geen varianten gemaakt met hogere olieprijsen. In dit scenario zorgen hoge en in de tijd sterk stijgende CO₂-prijzen voor een forse demping van de vraag naar olie. Dit effect is zo sterk dat de mondiale vraag naar olie nauwelijks meer toeneemt in de komende decennia. Aangezien geen impuls van de vraagzijde uitgaat, liggen hoge (kale) structurele olieprijsen in dit scenario niet in de rede. Een lagere vraag naar conventionele energie door hogere energieprijzen zou daarnaast een remmende werking hebben op de hoogte van de CO₂-prijzen, waarmee van die kant de baten van het project weer zouden afnemen.

Aanpassing van de structurele olie- en gasprijzen in een scenario voor de langere termijn is in principe niet mogelijk zonder aanpassing van andere uitgangspunten. Een structureel hoger prijsniveau zal leiden tot aanpassingen in de elektriciteitsvraag en de samenstelling van het productiepark van elektriciteitsopwekking (kolen, gas en duurzaam) wat zal doorwerken in de economie. Zowel het project- als het nulalternatief zullen dan veranderen met consequenties voor de kosten en baten van het project. In de variant is hiervan geabstraheerd. Een overzicht van kosten en baten van de drie alternatieven bij structureel hogere olie- en gasprijzen is weergegeven in paragraaf 13.5.

8.6 De invloed van energiecrises

Een andere onzekerheid rond de olieprijsen ligt bij tijdelijke crises, bijvoorbeeld vanwege politieke onrust of terroristische aanslagen. Deze effecten zijn niet structureel van aard, maar kunnen uiteraard wel de olie- en gasprijzen tijdelijk op een fors hoger niveau brengen. Hiervoor is ook een variant gemaakt voor de drie projectalternatieven in beide scenario's. Een crisis is daarbij gedefinieerd als een periode van 1 jaar - tussen 2005 en 2040 - waarin de gasprijzen twee maal zo hoog zijn als het geraamde niveau in de scenario's. In paragraaf 13.5 is een overzicht gegeven van het aantal van deze crises dat zich voor zou moeten doen om tot een neutraal saldo van kosten en baten te komen.

9 Effecten voor de voorzieningszekerheid

De introductie van windenergie in het Nederlandse elektriciteitsproductiepark leidt tot een diversificatie van energiebronnen voor de Nederlandse energievoorziening, en tot geringere afhankelijkheid van gas, en meer in het algemeen van fossiele brandstoffen. In dit hoofdstuk wordt ingegaan op de diversificatie-effecten van (investering in) windenergie, en wordt geanalyseerd in welke mate diversificatie leidt tot additionele baten.

We onderscheiden twee bronnen van mogelijke kosten en baten gerelateerd aan het verschil in risicoprofiel van investering in windenergie, ten opzichte van dat voor conventionele elektriciteitsproductie. Ten eerste kan het vereiste rendement voor investeringen in windenergie afwijken van dat voor conventionele elektriciteitsopwekking. Dit is het geval indien het zogenaamde niet-diversificeerbare risico van investering in windenergie afwijkt van dat van conventionele bronnen.

Een tweede bron van baten van investering in windenergie ten opzichte van elektriciteit uit fossiele bronnen treedt op aangezien windprojecten kunnen worden beschouwd als verzekering tegen tijdelijke elektriciteitsprijsspieken als gevolg van verstoringen in de markt voor fossiele brandstoffen. Gasprijzen kunnen tijdelijk sterk stijgen bij verstoring in de gasvoorziening. Dit leidt tot pieken in de elektriciteitsprijzen, die bijdragen aan meeropbrengsten voor investeringen in windprojecten ten opzichte van gasgestookte centrales.

Eerst wordt ingegaan op de wijze waarop risico in investeringen aanleiding geeft tot kosten. Het blijkt dat met name het niet-diversificeerbare risico tot een risico-opslag leidt. Vervolgens wordt het niet-diversificeerbare risico in investeringen in windenergie en conventionele elektriciteitsproductie met elkaar vergeleken. Ten slotte bespreken we de mogelijke waarde van windenergie projecten als verzekering tegen prijsschokken door incidenten in de gasmarkt.

Uit de analyse blijkt dat afwijkingen in het risicoprofiel van windenergie versus conventionele productie op twee wijzen aanleiding kan geven tot directe kosten en baten. Aan de ene kant komt het risicoprofiel tot uiting in de te gebruiken disconteringsvoet voor investering in windenergie. Er kan niet worden uitgesloten dat deze lager ligt dan die voor conventionele productie. Aan de andere kant worden baten als gevolg van het verzekeringsaspect tegen incidenten in de gasmarkt gevangen in de toekomstig verwachte elektriciteitsprijzen die de opbrengsten van windenergieprojecten bepalen.

9.1 Waardering van risico in windenergie

Elektriciteit geproduceerd door windturbines kent een kostenstructuur die sterk verschilt van die van conventionele elektriciteitscentrales. Waar variabele kosten (voor bijvoorbeeld brandstof en CO₂-emissiecertificaten) een belangrijk deel uitmaken van de totale kosten voor gas- en kolencentrales, bestaan de kosten voor windenergie grotendeels uit de vaste investeringskosten en onderhoudskosten. De variabele kosten van elektriciteitsproductie uit wind zijn zeer gering.

Dit verschil in kostenstructuur betekent tevens een verschil in risicoprofiel: de kosten van elektriciteit geproduceerd door conventionele centrales schommelen mee met de brandstofprijzen, en kennen derhalve een mate van ‘volatiliteit’ (beweeglijkheid) die gerelateerd is aan de volatiliteit van de brandstofprijzen. Introductie van windenergie in het productiepark dempt deze kostenfluctuaties en zorgt dus voor een minder volatiel kostenpatroon. De vraag is aan de orde of dit verschil in risicoprofiel aanleiding geeft tot extra diversificatie-baten van investering in windenergie.

De mate waarin risico in investeringsprojecten maatschappelijke kosten of baten vertegenwoordigt, is onderwerp van een studie door de Commissie Risicowaardering (2003). De conclusie van deze studie is dat aan risico dat goed te spreiden is (zogenaamd diversificeerbaar risico) geen negatieve waarde wordt toegekend.³⁰ Hieruit volgt dat voor zover introductie van windenergie in het productiepark diversificeerbaar risico verlaagt, dit geen aanleiding geeft tot extra baten.

Dat deel van het risico dat samenhangt met fluctuaties in de economie als geheel (macro-economisch risico), is niet-diversificeerbaar. De waardering van projecten met dergelijk niet-diversificeerbaar risico geschiedt door een risico-opslag te verwerken in de disconteringsvoet voor deze projecten. De risico-opslag kan berekend worden als het product van de projectspecifieke beta, een maat voor de covariantie van de projectrisico's met macro-economische risico's, en een algemene risicopremie. Deze beta kan worden afgeleid door vergelijking van het project met door de markt gewaardeerde projecten die eenzelfde risicoprofiel kennen.

De disconteringsvoet voor investeringen met hoog niet-diversificeerbaar risico is dus hoger dan die voor projecten met lager niet-diversificeerbaar risico. Indien windenergie een lager niet-diversificeerbaar risico kent dan conventionele elektriciteitsproductietechnologieën, dan zal dit leiden tot een lagere disconteringsvoet, en dus relatief hogere waardering van toekomstige opbrengsten, voor windenergie.

De waardering van de afwijkende risicoprofielen van investeringen in windenergie kan dus plaatsvinden door te analyseren in welke mate de niet-diversificeerbare risico's in deze investeringen afwijken van die in conventionele energieproductietechnieken. Dit is onderwerp van de volgende subparagraaf.

³⁰ Een voorbehoud moet worden gemaakt met betrekking tot zogenaamde asymmetrische risico's, waarbij de kansen op uitschieters in kosten en baten omhoog en omlaag niet symmetrisch zijn verdeeld (zie paragraaf 8.3).

De relatie met een portfolio-analyse van kosten van elektriciteitsproductie in Awerbuch en Berger

Awerbuch en Berger (2003) analyseren hoe door combinatie van investering in verschillende elektriciteitsproductie-technologieën (conventioneel, nucleair, hernieuwbaar) met verschillend risico's een portefeuille van productiemiddelen kan worden gecreëerd met een optimale verhouding tussen kostenniveau en risico in die kosten. Deze analyse bouwt voort op het principe dat het, door combinatie van investeringen in projecten met verschillend (ongecorreleerd) risico, vaak mogelijk is om portefeuilles van investeringen te creëren die een betere risico-rendementverhouding kennen dan de individuele componenten uit deze portefeuille.^a

Vanuit een welvaartsperspectief is het niet voldoende om slechts de kosten (en de risico's daarin) te betrekken in deze analyse. Ook aan de batenkant, de consumptie van elektriciteit door eindverbruikers, spelen variabele opbrengsten en onzekerheden een rol. Zo kent de eindvraag een onzeker verloop dat deels gecorreleerd kan zijn met de kosten, wat tot verschuivingen in de optimale portefeuille zal leiden. Voor een portefeuille-analyse dient het totale welvaartseffect, baten minus kosten, versus de onzekerheid daarin geoptimaliseerd te worden.

Daarnaast dient in ogenschouw te worden genomen dat investeerders ook (kunnen) diversificeren buiten de elektriciteitssector. Investerings in andere sectoren met risico's die niet volledig gecorreleerd zijn met de risico's in de elektriciteitssector dragen bij aan verkleining van de onzekerheid in netto rendement.

Een dergelijke portfoliobenadering van welvaartsoptimalisatie ligt ook ten grondslag aan de theorie van waardering van risico zoals gebruikt in het Rapport van de Commissie Risicowaardering (2003). Volgens deze analyse zullen rationele investeerders in marktevenwicht gemiddeld slechts willen investeren in combinaties van risicovrije beleggingen (die de risicovrije rente opleveren), en een breed gediversificeerde portefeuille die enkel nog niet-diversificeerbaar risico bevat. De conclusie uit deze analyse is dat individuele beleggingen in marktevenwicht een risico-opslag krijgen die afhangt van de mate waarin het individuele risico correleert met het risico in deze brede marktportefeuille. De bijdrage van een investering aan het niet-diversificeerbare risico wordt door investeerders in een markt dan ook meegenomen via het geëiste rendement op die investering.

^a Dit is onderwerp van de zogenaamde portfolio theory, geïnitieerd door Markowitz (1952).

9.2 Het niet-diversificeerbare risico van investeringen in hernieuwbare energie

Zoals aangeduid vindt het risicoprofiel van investeringen in hernieuwbare energie zijn weerslag in de maatschappelijke waardering van dergelijke projecten via een risico-opslag in de te gebruiken disconteringsvoet. Deze risico-opslag wordt bepaald door de mate waarin het risico in deze investeringen samenhangt met macro-economische risico's; dit komt tot uitdrukking in de projectspecifieke parameter beta.

Een directe meting van deze risico-opslag voor windenergie zou verkregen kunnen worden door de geëiste rendementen (of beta's) te schatten zoals deze van toepassing zijn op concrete bedrijven die in belangrijke mate in deze technologieën investeren. Een belangrijk bezwaar hiertegen is echter, dat het risicoprofiel van dergelijke bedrijven veelal in grote mate wordt beïnvloed door de subsidies die in verschillende landen worden gegeven op opwekking van duurzame energie (bijvoorbeeld via vaste feed-in tariffs).

Awerbuch (2003) beargumenteert dat gemiddelde totale kosten voor hernieuwbare energiebronnen over het algemeen te hoog worden ingeschat ten opzichte van de totale kosten voor conventionele elektriciteitsproductie. Het argument is dat de prijzen van fossiele

brandstoffen (met name gas) volgens verschillende studies niet of negatief gecorreleerd zijn met de marktportefeuille (zie Awerbuch (2003) voor een overzicht van literatuur met metingen van het macro-economisch risico in gasprijzen). Gasprijzen zouden, anders gezegd, een beta hebben die nul is of licht negatief. De implicatie hiervan zou zijn dat de kapitaalskostenvoet voor bijvoorbeeld investering in windenergie lager zou zijn dan die voor gasgestookte eenheden, volgens de hier volgende argumentatie.

- De lage beta voor gasprijzen zou betekenen dat de brandstofkosten van gasgestookte centrales verdisconteerd dienen te worden met een relatief lage disconteringsvoet. Als gevolg hiervan is het gewicht van deze kosten in de contante waarde van de totale netto-opbrengsten van elektriciteitsproductie uit gasgestookte eenheden relatief hoog.
- Aan de hand van marktdata van elektriciteitsbedrijven kan een beta voor deze bedrijven van rond de 1 geschat worden, zoals eerder in dit document genoemd.
- Aangezien deze beta betrekking heeft op (het risico van) de netto-opbrengsten, dat wil zeggen opbrengsten (uit verkoop van elektriciteit) minus brandstof (gas) kosten, kan geconcludeerd worden dat de juiste verdiscontering van alleen de opbrengstenkant (de inkomsten uit elektriciteitsproductie) tegen een lagere disconteringsvoet dient plaats te vinden. Deze zal liggen tussen het hogere vereiste rendement op de netto-inkomsten, en het lagere rendement van de (gas)kosten.
- Investerings in windenergieproductie kennen operationele kasstromen die veel sterker bepaald worden door de inkomsten uit elektriciteitsverkoop alleen. Operationele kosten zijn immers beperkt tot met name de onderhoudskosten. Uit het bovenstaande volgt dat het (niet-diversificeerbare) risico van elektriciteitsproductie uit wind lager is dan het overeenkomstige risico voor conventionele productie.

Het bovenstaande argument zou pleiten voor een lagere beta voor investeringen in windenergie (of andere bronnen met lage variabele kosten). Er kunnen wel een aantal kanttekeningen geplaatst worden bij deze analyse. Ten eerste zijn onderzoekers niet unaniem over de aard van het prijsrisico in gasprijzen. Zo argumenteert bijvoorbeeld Pindyck juist voor een positieve beta (aangezien bij stijgende markt de vraag naar energiegrondstoffen tevens aantrekt). De marktbeta's voor gasproducerende bedrijven zijn ook substantieel hoger (zie Damodaran), terwijl een groot deel van hun inkomsten direct gerelateerd zijn aan de gasprijzen.³¹ Bovendien bestaat het kostenrisico voor gasgestookte centrales niet alleen uit het gasprijrisico: ook het volume van gasverbruik is onzeker, en zal toe- of afnemen naarmate de vraag naar elektriciteit stijgt of daalt. Dit geeft aanleiding tot een component in het brandstofkostenrisico die wel positief is gecorreleerd met de markt.

³¹ Awerbuch (persoonlijke mededeling) merkt op dat dit wellicht veroorzaakt wordt door risico's in andere activiteiten van deze bedrijven, zoals handel.

Concluderend kan niet uitgesloten worden dat het niet-diversificeerbare risico van elektriciteitsproductie uit windenergie lager ligt dan dit risico in conventionele elektriciteitsproductie, zodat de vereiste marktrendementen op dergelijke investeringen tevens lager zullen zijn. De argumentatie hieromtrent is echter indirect en met onzekerheid omgeven. In de KBA is met dit gegeven rekening gehouden door in paragraaf 13.3 de kosten van de drie projectalternatieven in beide scenario's met 7% te verdisconteren, terwijl de baten met een disconteringsvoet van 6% contant zijn gemaakt naar het jaar 2005.

9.3 **Asymmetrisch risico: bescherming tegen prijsschokken op de elektriciteits- of gasmarkt**

Hierboven is aangegeven dat diversificeerbare risico's over het algemeen geen effect op de waarde van een investering hebben, aangezien deze risico's door voldoende spreiding weggenomen kunnen worden. Wanneer onzekerheden in kosten of baten echter asymmetrisch verdeeld zijn (de kans op uitschieters omhoog en omlaag, of de omvang van die uitschieters, is niet gelijk), dient er echter wel rekening gehouden te worden met de effecten van die onzekerheden. In de waardering vinden deze risico's hun vertaling in een aangepaste verwachte waarde van de kosten en opbrengsten. Voor de analyse van investering in windenergie spelen dergelijk asymmetrische opbrengsten mogelijk een rol als gevolg van schokken in de prijs van gas of elektriciteit.

Een argument voor investering in windenergie is dat dit een bescherming biedt tegen schokken in de prijzen van fossiele brandstoffen (met name gas). Door een geringer aandeel van gas in de totale energievoorziening wordt de economie als geheel minder vatbaar voor de negatieve effecten van prijsstijgingen in de gasmarkt. Dergelijke prijsstijgingen kunnen zich voordoen als gevolg van tijdelijke of meer structurele tekorten in de gasvoorziening (bijvoorbeeld door uitval van transportcapaciteit, of langduriger schaarste).

Schaarste in gas kan leiden tot sterke toename van gasprijzen, en, aangezien de marginale productie van elektriciteit meestal door gasgestookte eenheden wordt verzorgd, ook van elektriciteitsprijzen. Investering in windenergie kan gelden als een (gedeeltelijke) verzekering tegen de stijgende kosten van elektriciteit in deze gevallen. Tegenover de stijging in kosten van elektriciteit staat voor een investeerder in windenergie immers de gestegen opbrengst uit verkoop van elektriciteit in deze situatie. Eenzelfde analyse geldt natuurlijk voor prijsschokken op de elektriciteitsmarkt meer in het algemeen.

In de berekening van de baten van windenergie moet rekening worden gehouden met de mogelijkheid dat in sommige perioden elektriciteitsprijzen gerealiseerd worden die een veelvoud bedragen van de gangbare prijzen. De wijze waarop dit verwerkt kan worden in de kosten-batenanalyse is door in de berekening uit te gaan van de verwachte waarde van de inkomsten uit elektriciteitsverkoop. Deze verwachte waarde is een gewogen gemiddelde van de

elektriciteitsprijs onder normale omstandigheden en een component die de verwachting weerspiegelt van mogelijke toekomstige prijspieken.

Deze verwachte waarde van elektriciteitsprijzen (inclusief de mogelijkheid van incidentele prijspieken) zit in een goed werkende markt verwerkt in de marktverwachtingen (forward prijzen) voor elektriciteit, voor zover de markt voor dergelijke contracten ontwikkeld is.³²

De ‘verzekeringswaarde’ van windenergie tegen prijspieken in de gasmarkt zit derhalve verwerkt in de directe baten van investering in windenergie. Private investeerders internaliseren deze baten van mogelijk hoge elektriciteitsprijzen in hun investeringsbeslissingen. Naast directe baten zouden indirecte verzekeringsbaten kunnen optreden. Mogelijke externe effecten van prijsfluctuaties op de gasmarkt vinden plaats als economische activiteit in grotere mate beïnvloed wordt door gasprijsschokken dan alleen het directe effect van de toegenomen welvaartsoverdrachten aan gasproducenten, als gevolg van hoger gasprijzen. Oorzaken hiervan kunnen gelegen zijn in aanpassingskosten of marktimperfecties in de rest van de economie. Zo kunnen in reactie op gestegen brandstofprijzen de arbeids- en kapitaalsintensiviteit van industrieën slechts met een vertraging aangepast worden aan de nieuwe kostenpatronen. Dit kan leiden tot externe effecten (marktfalens) indien marktspelers deze kosten niet kunnen anticiperen en (bijvoorbeeld door efficiënte verzekering) kunnen internaliseren. Bohi en Toman (1996) analyseren de literatuur over de grootte van deze effecten voor de oliemarkt. Zij concluderen dat de empirische relatie tussen olieprijschokken en economische activiteit (en met name de indirecte component te wijten aan marktfalen) zwak is.

9.4 Conclusies

Diversificatie van energiebronnen voor elektriciteitsproductie kan maatschappelijke baten opleveren. In de eerste plaats kan het niet-diversificeerbare risico van windenergieprojecten afwijken van dit risico in investering in conventionele centrales. Een lager niet-diversificeerbaar risico leidt tot een lagere disconteringsvoet voor toekomstige kosten en baten. De contante waarde van opbrengsten van elektriciteitsverkoop uit windproductie is dan hoger.

Het is onzeker of de niet-diversificeerbare risico's in werkelijkheid inderdaad lager zijn voor windenergie. Argumenten hiervoor zijn indirect, gebaseerd op analyse van het niet-diversificeerbare risico in gasprijzen, en er zijn redenen waardoor het effect beperkter is dan alleen op grond van deze argumentatie kan worden beredeneerd. Voor de KBA is het verstandig om een analyse uit te voeren naar het effect van een enigszins lagere disconteringsvoet voor windenergie. In deze KBA is met dit gegeven rekening gehouden door in een gevoeligheidsanalyse in paragraaf 13.3 de kosten van de drie projectalternatieven in beide scenario's met 7% te verdisconteren, terwijl de baten met een disconteringsvoet van 6% contant zijn gemaakt naar het jaar 2005.

³² Dit veronderstelt tevens een efficiënte spotmarkt voor elektriciteit. In het geval van het bestaan van marktimperfecties zullen verstoringen optreden. Waar mogelijk ligt het in dat geval voor de hand om beleid te voeren om direct deze marktverstoringen tegen te gaan, eerder dan de symptomen ervan te bestrijden.

Ten tweede biedt een investering in windenergie een verzekering tegen pieken in gasprijzen. Indien door een verstoring in de gasvoorziening de gasprijzen sterk toenemen, leidt dit door de hiermee gepaard gaande stijging in elektriciteitsprijzen tot hogere, compenserende, baten uit elektriciteitsverkoop. In de KBA komen deze baten tot uiting in de opbrengsten uit elektriciteitsverkoop: de verwachte toekomstige elektriciteitsprijzen bevatten immers een component die mogelijke prijsspieken vertegenwoordigt.

Behoudens marktimperfecties in de kapitaal- en elektriciteitsmarkt komen, in de kosten-batenanalyse, beide genoemde maatschappelijke baten van investeringen in hernieuwbare energie hierdoor tot uiting in de directe baten van deze investeringen. Dit geschiedt met name in de kapitaalskosten voor dergelijke projecten, en in de opbrengsten van elektriciteitsverkoop.

Indirecte effecten van een lagere afhankelijkheid van fossiele brandstoffen door toename van het aandeel van windenergie zouden kunnen optreden als door marktfalen elders in de economie additionele kosten optreden bij prijsschokken in de brandstofmarkt, die niet geïnternaliseerd worden via de prijzen van gas of elektriciteit zelf. Empirische aanwijzingen voor externe effecten op dit gebied zijn echter zwak.

10 Indirecte effecten

10.1 Inleiding

Een belangrijk discussiepunt rond KBA's is het belang van indirecte effecten. Directe effecten van het bouwen en exploiteren van windturbines op de Noordzee ten opzichte van het opwekken van eenzelfde hoeveelheid elektriciteit uit conventionele energie bronnen, omvatten de investerings- en onderhoudskosten en de bedrijfseconomische opbrengsten van de elektriciteit inclusief de vermeden aankoop van CO₂-emissierechten. Externe effecten (zie hoofdstuk 11) omvatten in dit geval de vermeden emissies als NO_x, SO₂ en fijn stof en externe effecten voor de natuur. Van indirecte effecten is sprake als in aanvulling op bovengenoemde effecten welvaartseffecten optreden door doorwerkingen in de economie in brede zin. Doorwerkingen van directe effecten in de economie zijn er altijd; de kernvraag is of deze doorwerkingen extra welvaart opleveren. Daarvan is bijvoorbeeld sprake als markten door de uitvoering van het project beter gaan werken. Ook als externe schaalvoordelen, agglomeratie-effecten of 'kennis-spillovers' optreden, is sprake van een indirect effect. Dergelijke effecten zijn echter allerm minst vanzelfsprekend. Vele markten kennen weliswaar imperfecties, maar daarmee is nog niet gezegd dat het project deze imperfecties oplost cq tot indirecte extra welvaartseffecten leidt.

10.2 Effecten voor de werkgelegenheid en de concurrentiepositie

Voor windenergie is een veelgehoord argument de extra werkgelegenheid die het bouwen en onderhouden van deze windturbines zou opleveren en het concurrentievoordeel voor Nederland dat hiervan het gevolg is. Volgens de gangbare arbeidsmarkttheorieën wordt het merendeel van de marktimperfecties op de arbeidsmarkt veroorzaakt door instituties, zoals nationale CAO's, uitkeringen en belastingen en andere vormen van arbeidsmarktregulering (aanvulling OEI-leidraad, 2005). Het optreden van positieve indirecte effecten is hier doorgaans niet te verwachten. Structurele werkloosheid treedt op als de productiviteit van arbeid niet in een gunstige verhouding staat tot de arbeidskosten. Het is dan niet lonend voor een werkgever om een extra werknemer in dienst te nemen. Beleid dat hier invloed op heeft, ligt op het terrein van de sociale zekerheid, belastingen en het arbeidsmarktbeleid, waaronder regelgeving, scholing en werkervaringsprogramma's.

De fabricage van turbines zal waarschijnlijk in het buitenland plaatsvinden, maar de assemblage daarvan, de installatie en het onderhoud van de windparken zullen waarschijnlijk voor een belangrijk deel door Nederlandse arbeidskrachten worden gedaan. Hiermee zal de werkgelegenheid in de offshoresector toenemen. Er is geen sprake van *extra* werkgelegenheid. De werknemers zouden in de situatie zonder het project elders in de economie productief kunnen worden ingezet. Per saldo is sprake van een verschuiving van werkgelegenheid. Daarbij wijzigt de totale energieproductie niet door uitvoering van de projectalternatieven ten opzichte

van het nulalternatief. Er is op voorhand geen reden om aan te nemen dat de werkgelegenheid verandert. Op korte termijn zou weliswaar meer werkgelegenheid kunnen ontstaan, maar op de langere termijn wordt werkgelegenheid niet bepaald door het aanbod maar door instituties op de arbeidsmarkt.

Nu zou er sprake zijn van een additioneel welvaartseffect als de toegevoegde waarde van deze werknemers groter zou zijn dan in het geval zij elders werkzaam zijn. Er is geen reden om aan te nemen dat dit zou gelden voor de hierboven genoemde activiteiten. Wel is het mogelijk dat in tijden van laagconjunctuur tijdelijk de conjuncturele werkloosheid zal afnemen door de aanleg en het onderhoud van de windparken. Dit is echter een tijdelijk effect waarbij niet tevoren te voorspellen is wanneer dit effect zal optreden. In tijden van een gespannen arbeidsmarkt kan het scheppen van banen als gevolg van overheidsbeleid een prijsopdrijvend effect hebben op de lonen en kunnen de 'opportunity costs' van de verdrongen arbeid elders in de economie hoger liggen dan de toegevoegde waarde die gepaard gaat met de activiteiten rond windturbines, waardoor er per saldo een, eveneens tijdelijk, negatief effect sorteert.

Samenvattend lijkt er geen reden te bestaan om additionele welvaartseffecten op te nemen op het gebied van extra werkgelegenheid ten gevolge van het uitvoeren van de voorgestelde projecten.

Omdat windenergie op zee een betrekkelijk nieuwe technologie is en er nog maar weinig windparken zijn gebouwd, kan een land een 'first mover advantage' hebben door in een vroeg stadium in te haken op deze technologie. De opgebouwde kennis kan naar het buitenland worden geëxporteerd en de relatieve kennisvoorsprong zou Nederland welvaartswinsten kunnen opleveren. Deze voordelen voor de concurrentiepositie van een land zijn doorgaans niet lang vast te houden doordat kennis 'weg zal lekken' naar het buitenland en er kleven ook nadelen aan het zijn van een 'first mover'. Zo bestaan er de onzekerheden over de verdere ontwikkeling van de technologie. Indien windenergie op zee internationaal geen grote vlucht neemt, zoals in het GE-scenario het geval is, dan kan het kennisvoordeel niet worden uitgebuit. Verder zal de bouw van windparken op de Noordzee door Europese regelgeving niet alleen een zaak van Nederlandse ondernemers zijn. Ook moet bedacht worden dat Denemarken en het Groot-Brittannië al zijn gestart met het bouwen van windparken op zee en dat ook in andere Europese landen, zoals Duitsland, voornemens bestaan om vanuit de druk van Europese normen op het gebied van duurzame elektriciteit windparken op zee aan te leggen. De markt voor windparken op zee lijkt dus een potentiële groeimarkt, er zijn al wel andere spelers actief. Samenvattend lijkt het realiseren van 'first mover voordelen' verre van eenvoudig, gelet op het feit dat er al partijen actief zijn op deze internationale markt en het feit dat Nederlandse bedrijven niet bevoorrecht mogen worden vanuit Europese regelgeving. Ook is het onzeker of eventuele kennisvoordelen kunnen worden vastgehouden. Om deze redenen zijn geen baten op dit punt opgenomen.

10.3 Excess burden of taxes

De aanleg en het onderhoud van windparken op zee of andere vormen van duurzame elektriciteit kunnen in het GE-scenario voor de gehele periode en in het SE-scenario tot ca 2023 (en dan is maar een beperkt deel van de opgewekte duurzame elektriciteit bedrijfseconomisch rendabel) alleen tot stand komen met een financiële ondersteuning vanuit de overheid. In deze analyse is uitgegaan van het geven van subsidies, zoals dat nu al gebeurt in het kader van de MEP-regeling. Financiering vanuit overheidsmiddelen gaat gepaard met een additioneel welvaartsverlies, het zogenaamde ‘excess burden of taxes’. De hoogte daarvan varieert in de literatuur van 20 tot 30% (Elhorst et al, 2004). Een euro overheidsgeld kost de maatschappij dus 1,20 tot 1,30 euro. Dit is het gevolg van de verstoring die gepaard gaat met belastingheffing. Het uitgeven van een euro subsidie aan duurzame elektriciteit kan ook ten koste gaan van het uitgeven aan andere projecten of ten laste worden gebracht van het financieringstekort. In deze analyse is geen rekening gehouden met welvaartsverliezen vanwege de ‘excess burden of taxes’.

10.4 Effecten voor andere sectoren

Zoals in paragraaf 7.2 uiteen is gezet, zijn de effecten van de projectalternatieven op de elektriciteitsprijs erg beperkt. Er zijn om die reden dan ook geen effecten te verwachten voor andere sectoren vanuit het oogpunt van veranderingen in elektriciteitsprijzen.

In de KBA zijn geen effecten meegenomen voor de scheepvaart en voor de visserij. De windparken worden buiten bestaande scheepvaartroutes aangelegd. Voor de visserij zijn wel enige effecten te verwachten, omdat bepaalde gebieden niet meer toegankelijk zullen zijn voor de visserij. Aangezien de visserij aan quota gebonden is, zullen de effecten waarschijnlijk uiteindelijk beperkt zijn.

10.5 Conclusies

De bouw van 6000 MW windparken op de Noordzee zou voor Nederland welvaartswinst kunnen opleveren door een concurrentievoordeel als ‘first mover’. De voordelen op dit gebied zijn naar verwachting echter zeer moeilijk te realiseren en met veel onzekerheden omgeven. Verder zijn negatieve effecten voor de welvaart te verwachten door het zogenaamde ‘excess burden of taxes’ die gepaard gaat met het verstrekken van overheidsgeld in de vorm van subsidies in de periode dat windenergie op zee en andere vormen van duurzame elektriciteit niet bedrijfseconomisch ‘uit’ kunnen. In de KBA zijn beide indirecte effecten (positief en negatief) niet meegenomen. De negatieve effecten door de ‘excess burden of taxes’ moeten waarschijnlijk hoger worden ingeschat dan de positieve effecten van het ‘first mover advantage’. De resultaten van de KBA worden hiermee naar verwachting licht overschat.

11 Externe effecten

11.1 Inleiding

Externe effecten omvatten welvaartsveranderingen die optreden als gevolg van uitvoering van een project waarmee de exploitant en de gebruikers in hun beslissingen geen rekening hebben gehouden. Dit kunnen zowel positieve als negatieve effecten zijn. In deze studie gaat het om negatieve externe effecten: de uitstoot van andere stoffen dan CO₂ (CO₂ is met een systeem van emissiehandel geïnternaliseerd in de bedrijfseconomische afweging), zoals stikstofoxiden (NO_x), zwaveloxiden en fijn stof, geluid en de effecten voor natuur en landschap die gepaard gaan met de uitvoering van de verschillende projectalternatieven ten opzichte van het nulalternatief.

11.2 Emissies NO_x, SO₂ en PM10

De productie van elektriciteit in kolen- en gascentrales, maar ook de inzet van biomassa gaan gepaard met de emissie van stikstofoxiden (NO_x), zwaveloxiden (SO₂) en fijn stof (PM10). De uitstoot van deze stoffen per opgewekte KWh is afhankelijk van de ingezette technologie. Bij de elektriciteitsproductie door windturbines komen deze stoffen niet vrij. Stikstofoxiden en zwaveloxiden zijn schadelijk voor het milieu en in bepaalde concentraties ook voor de gezondheid. Ook fijn stof kan negatieve effecten hebben op de gezondheid. Voor deze stoffen zijn in Europees verband normen opgesteld die, op straffe van boetes, gehaald moeten worden. Voor stikstofoxiden bestaan zowel een plafond voor de hoeveelheid emissies op nationaal niveau als normen voor lokale concentraties. Uit onderzoek blijkt dat met name verkeersgerichte maatregelen van invloed zijn op deze lokale concentraties (Beck et al., 2004 en 2005) en dat andere maatregelen, zoals de beperking van uitstoot van een elektriciteitscentrale, weinig effect sorteren op het reduceren van lokale NO_x-concentraties. Om die reden is de waardering van verschillen in uitstoot van NO_x gebaseerd op de vermijdingskosten om te voldoen aan de normen op nationaal niveau.

De verschillen in emissies van de verschillende stoffen in kg zijn voor ieder projectalternatief berekend ten opzichte van het nulalternatief, gebaseerd op de verschillen in de brandstofmix voor de elektriciteitsproductie. De brandstofmix in het nul-alternatief en de projectalternatieven zijn met het Powers-model berekend. Gecombineerd met emissiefactoren conform de Referentieramingen (2005) kunnen de verschillen in emissies worden bepaald. Hierbij moet worden opgemerkt dat alleen de verschillen in emissies zijn meegenomen die gerelateerd zijn aan de opwekking van elektriciteit. Net als voor de CO₂-uitstoot zijn de emissies die gemoeid

zijn met de bouw of sloop van windturbines maar ook van eenheden in een elektriciteitscentrale (voor zover deze verschillen tussen project- en nulalternatief) *niet* in deze analyse betrokken.³³ De emissies zijn gewaardeerd tegen de schaduw prijzen die berekend zijn door CE (CE, 2002). Zoals uiteengezet in paragraaf 7.3, wordt deze schaduw prijs gebaseerd op de vermijdingskosten, de meest kosteneffectieve manier om eenzelfde hoeveelheid uitstoot van de betreffende stof te reduceren. De emissies zijn gewaardeerd tegen de schaduw prijzen die in tabel 11.1 zijn weergegeven.

Tabel 11.1 Waardering emissies NO_x, SO₂ en PM10 in de KBA (in euro/kg)	
NO _x	7
SO ₂	5
PM10	207

De schaduw prijzen zijn in beide scenario's gelijk en constant in de tijd verondersteld. Naar verwachting zullen de kosten om emissies te vermijden door technologische ontwikkeling in de toekomst afnemen. Er zijn echter ook ontwikkelingen die ervoor zorgen dat de vermijdingskosten zullen toenemen. De groei van de economie zal gepaard gaan met een hogere uitstoot van emissies. Hierdoor neemt de totale hoeveelheid te reduceren emissies en daarmee de vermijdingskosten om deze te reduceren toe. Daarnaast is het waarschijnlijk dat met een toenemende welvaart een groter belang wordt toegekend aan het reduceren van schadelijke emissies, waardoor normen zullen worden aangescherpt en de marginale kosten van vermindering zullen toenemen. Des te meer je wilt reduceren, des te duurder zullen de opties om dat te bewerkstelligen uitvallen. Omdat we niet weten welke van de ontwikkelingen zal prevaleren, hebben we verondersteld dat de verschillende effecten elkaar zullen opheffen. In een gevoeligheidsanalyse in paragraaf 13.6 is gerekend met een toename van de waardering van de verschillende emissies met 2% per jaar. Dit komt neer op een verdubbeling van de vermijdingskosten in het jaar 2040 ten opzichte van het jaar 2005.

Ook voor stikstofoxiden is per 1 juni van dit jaar een emissiehandelssysteem in werking getreden. In de scenario's zijn in tegenstelling tot de CO₂-prijzen geen aannames gemaakt over de ontwikkeling van de hoogte van de NO_x-emissierechten in de toekomst. Om die reden is in deze analyse uitgegaan van de bekende schaduw prijzen voor NO_x.

Uitkomsten

De baten van vermeden emissies van NO_x, SO₂ en PM10 zijn vermeld in de volgende tabel.

³³ Uit de Externe studie blijkt dat de uitstoot van NO_x en SO₂ die gepaard gaat met de bouw van elektriciteitscentrale-eenheden, transport, afvalverwerking, winning van bronnen en dergelijke, slechts enkele procenten bedraagt van de emissies die toegerekend kunnen worden aan de elektriciteitsopwekking. Deze uitstoot is in dezelfde orde van grootte als de emissies van NO_x en SO₂ die gepaard gaan met de bouw en sloop van windturbines.

Tabel 11.2 Verwachte baten (NCW) van vermeden emissies van NO_x, SO₂ en PM10 van verschillende projectalternatieven (in mln euro)						
	GE1	GE2	GE3	SE1	SE2	SE3
NO _x	512	493	393	481	393	376
SO ₂	91	38	41	6	– 2	3
PM10	121	50	55	8	– 3	5
Totaal	724	581	489	495	388	384

De baten van vermeden SO₂- en PM10-emissies zijn relatief gering. In het GE-scenario is nog sprake van enigszins hogere baten van vermeden emissies van fijn stof, omdat in dat scenario de duurzame energie uit windenergie op zee en andere duurzame energiebronnen de elektriciteitsproductie van relatief meer kolencentrales vervangt dan in het SE-scenario. In het SE-scenario wordt hoofdzakelijk productie uit gascentrales verdrongen.

De baten van vermeden NO_x-emissies variëren tussen de 400 en 500 mln euro. De verwachte baten in het derde projectalternatief zijn lager, omdat met uitstel van de aanleg van de windparken de baten ook verder in de tijd liggen.

11.3 Geluid

Windturbines op het land maken geluid. Moderne turbines met een diameter van 90 m en een vermogen van 3 MW produceren geluid met een bronsterkte tussen de 102 en 109 dB(A). Bij deze geluidsproductie moet de afstand tussen de turbine en bebouwing respectievelijk 350-700 m zijn om niet boven de toegestane maximale geluidsdruk volgens de huidige normen van 40 dB(A) te komen. De bronsterkte is bij vol vermogen en circa 50% van de tijd zijn ze niet hoorbaar, omdat het dan niet zo hard waait dat ze op vol vermogen draaien (Beurskens en Van Kuik, 2004).

In de analyse is uitgegaan dat windturbines op het land op voldoende afstand van de bebouwing worden geplaatst. De effecten van het geluid van windturbines op zee zijn meegenomen in de effecten voor natuur en landschap. Voor windenergie op land en ook voor andere vormen van elektriciteitsopwekking is door de aanname dat de afstand tot de bebouwing afdoende is, in de analyse geen rekening gehouden met extra kosten van geluidsoverlast (niet gewaardeerd).

De kosten op het gebied van geluid van het plaatsen van windturbines op het land liggen op het terrein van de ruimtelijke ordening. Bij de raming van het maximale potentieel aan windturbines op het land is er rekening mee gehouden dat windturbines niet op locaties worden geplaatst waar bebouwing staat of die in de nabije toekomst (waarschijnlijk) bebouwd zullen worden. Met het plaatsen van een windturbine worden restricties opgelegd aan woningbouw, omdat binnen een bepaalde straal bebouwing niet is toegestaan (dan wel niet wenselijk is, mede vanwege schaduwwerking en uitzicht). De kosten van deze restricties komen in de KBA niet tot uitdrukking. De kosten bedragen overigens maximaal de kosten die gemoeid zijn met de sloop

van een windturbine en de gedeelde kapitaalkosten op het moment dat een windturbine zou worden gesloopt ten gunste van woningbouw.

11.4 Effecten voor landschap en natuur

In deze paragraaf worden de effecten besproken die geen verband houden met de uitstoot van emissies, deze effecten zijn immers al gewaardeerd. Het meenemen van mogelijke gevolgen voor flora en fauna door bijvoorbeeld de uitstoot van SO₂ of NO_x zou leiden tot dubbeltellingen, omdat het verschil in uitstoot tussen project- en nulalternatief van die stoffen al zijn gewaardeerd tegen de vermijdingskosten (zie paragraaf 11.2). De effecten die hier besproken worden, betreffen meer fysieke gevolgen van bijvoorbeeld windturbines op de natuur of het landschap.

11.4.1 Verschil in effecten project- en nulalternatieven

Vanzelfsprekend gaat het hier weer om het verschil tussen het nul- en het projectalternatief en worden in principe ook de effecten op landschap en natuur van conventionele energie meegenomen. De uitstoot die gepaard gaat met conventionele energie is, zoals gezegd, al gewaardeerd. Effecten voor natuur- en landschap die resteren, betreffen dan de landschappelijke gevolgen van het bestaan van een centrale. Omdat het aantal centrales tussen de nul- en de projectalternatieven *niet* verschilt, de additionele investeringen in conventionele energie in het nulalternatief ten opzichte van het projectalternatief worden gedaan in bestaande centrales, zijn op het gebied van landschap en natuur in relatie tot conventionele energie ook geen effecten. De effecten zijn immers gelijk in zowel het nul- als het projectalternatief. Om die reden wordt hieronder alleen ingegaan op de effecten voor natuur en landschap van windturbines op zee en op land.

11.4.2 Windenergie op zee

Windparken op zee veranderen de habitat van diverse flora en fauna. Doordat er nog weinig ervaring is met offshore windparken, is er weinig empirische materiaal beschikbaar over die veranderingen. Daarnaast zijn veel natuureffecten locatiespecifiek, zodat het moeilijk is om veranderingen op de ene locatie te vergelijken met mogelijke veranderingen op een andere locatie. In deze paragraaf is aan de hand van een literatuurstudie geprobeerd een inschatting te maken van mogelijke effecten van de windparken op de Noordzee.

Een overzicht van recente internationale studies is gegeven in het 5e kader EU project COD.³⁴ In deze studie zijn de kernpunten van 173 rapporten uit zes landen samengevat. De meeste rapporten (ca. 70%) zijn milieu effect rapportages (MER) en baselinestudies. De onderwerpen betreffen walvissen/bruinvissen, vogels, vissen, benthos (ongewervelde dieren op en in de zeebodem), de zeebodem en -water en visuele aspecten.

³⁴ COD staat voor 'Concerted action for Offshore wind energy Deployment'.

Voor de Nederlandse situatie zijn de huidige beschikbare baseline studies in het kader van het NSW (near shore windpark) bestudeerd. Deze studies gaan vooral over de huidige situatie op de Noordzee, waarbij de situatie op de locatie van het NSW wordt vergeleken met referentielocaties. Het doel is om de huidige situatie zodanig vast te leggen dat na de realisatie van het NSW effecten kunnen worden afgeleid uit nieuwe soortgelijke metingen. Onderwerpen van deze studies zijn: vissen, benthos, bruinvis en (zee)vogels. Daarbij moet wel worden aangetekend dat NSW in veel gevallen niet representatief is voor de Nederlandse windparken die buiten de Economische Zone geplaatst worden. Met name de trekroutes van vogels verschillen sterk. Verder is gekeken naar de eerste resultaten die in Denemarken uit het Horns Rev park zijn afgeleid.

Vogels

Drie typen effecten van windturbines op vogels worden onderscheiden: botsingseffecten, barrière-effecten en effecten voor het leef- en fourageergebied. Met botsingsrisico's worden aanvaringen van vogels met turbines of wieken bedoeld. De barrière effecten omvatten effecten op de vliegroutes van vogels. Verandering van het leef- en fourageergebied van vogels door turbines kan zowel positief als negatief uitvallen: doordat de turbines als rustpunt gebruikt kunnen worden en doordat waarschijnlijk de hoeveelheid voedsel voor vogels door de windparken toeneemt (er zijn meer vis- en schaaldieren in de omgeving), wordt het fourageergebied voor bepaalde soorten vergroot. Aan de andere kant kunnen tijdens het paar- en broedseizoen de turbines verstrend werken.

De effecten van windturbines op vogels hangen sterk af van de soorten vogels, de aantallen, vliegroutes en het gedrag van de vogels in verschillende situaties. Daarnaast spelen de fysieke eigenschappen van de windparken, zoals aantal turbines, tussenliggende afstand en oriëntatie van het park, een rol.

Voor het Deense park Horns Rev zijn verschillende onderzoeken gedaan naar het gedrag van vogels. Er zijn verschillende baselinestudies afgerond en gedurende zowel 2003 en 2004 zijn vervolgonderzoeken gedaan. In de onderzoeken is met behulp van radar en visuele data de migratieroute van verschillende soorten in kaart gebracht, de kans dat de vogels zich in het windpark begeven en de rol die het weer erbij speelt. Uit de voorlopige resultaten van het 2004 onderzoek kan worden afgeleid dat de windparken een (barrière)effect hebben op de route die trekvogels volgen, wanneer het park op de directe weg ligt. Bijna alle soorten hebben de neiging hun koers zodanig aan te passen dat er om het windpark heen gevlogen wordt.

In een recente publicatie in de 'Biology Letters' (Desholm, 2005) zijn de resultaten van een uitgebreid onderzoek naar de botsingsrisico's van windparken op zee voor vogels gepubliceerd. Conclusie van dit onderzoek is dat gemiddeld minder dan 1% van de migrerende eenden en ganzensoorten dicht genoeg bij de turbines komt om een risico te lopen ermee in botsing te komen. Dit percentage is lager dan in de meeste andere studies wordt gegeven, omdat andere studies geen rekening houden met het ontwijkgedrag van vogels. Van de totale hoeveelheid vogels (ongeveer 300.000) die gedurende de studieperiode waargenomen zijn, kwamen dus

ongeveer 3000 dicht genoeg in de buurt van de turbines om een risico op botsing te lopen. Dit wil nog niet zeggen dat het daadwerkelijk tot botsingen komt: botsingen zijn niet waargenomen. Het windpark waar gemeten is (Nysted in Denemarken) ligt op een aantal belangrijke vogeltrekroutes. De hoeveelheid trekvogels die geteld is, is daarmee groter dan te verwachten is op de locaties in Nederland.

Door het gebrek aan gegevens over de Nederlandse situatie en een gebrek aan materiaal over de samenhang tussen bepaalde soorten en de gevolgen daarvoor op barrière effecten, botsingsrisico's en de gevolgen voor leef en foeragegedrag, is het niet mogelijk om harde uitspraken te doen over effecten van offshore windturbines op vogels. Wel lijkt het aannemelijk dat de botsingsrisico's in de Nederlandse situatie gering zijn.

Walvissen / zeezoogdieren

Er wordt in het algemeen verwacht dat dolfijnen, zeehonden en bruinvissen zich zullen kunnen aanpassen aan het geluid en de trillingen van windparken. Van walvissen wordt verwacht dat ze gevoelig zijn voor geluid, maar de effecten zijn onbekend. In de studies die tot nu toe zijn verricht wordt gesteld dat gebieden waarin veel zeezoogdieren voorkomen, vermeden moeten worden. Er zijn te weinig gegevens om dit te kunnen staven. Het barrière effect zou positief kunnen uitwerken voor zeezoogdieren vanwege minder verstoring door visserij in het gebied. Omdat de visquota niet worden aangepast, zal echter elders meer visserij plaatsvinden met daarmee gepaard gaande effecten.

Voor MEP-NSW is een baseline studie (Brasseur et al, 2004) uitgevoerd naar de populatie bruinvissen op de Noordzee. De aantallen bruinvis waarnemingen overtroffen de verwachtingen gebaseerd op bestaande data over de Noordzee. De geschatte aantallen in de onderzochte gebieden gedurende de onderzoeksperiode liggen in de orde van 45 tot 420 bruinvissen in de winter tot nul in de zomer. De effecten van windparken op de bruinvispopulatie zijn nog niet bekend.

Vissen

De effecten op de visstand zijn moeilijk te bepalen. Er is een NSW-nulmeting uitgevoerd om de effecten van het NSW-park op de visstand in kaart te brengen (Grift et al, 2004). Uit Deense studies blijkt dat er grote variaties van jaar tot jaar kunnen voorkomen in de soortenrijkdom. Voor vissen kan de ruimte tussen de ondersteuningsconstructies aantrekkelijk worden. Mogelijk zal er een vergroting van de biodiversiteit kunnen optreden, dit komt gedeeltelijk door de bescherming tegen visserij. Het effect door verplaatsing van sedimenten wordt minimaal geacht. Na de bouw wordt verwacht dat de normale situatie terugkeert. Ook het effect van geluid door bijvoorbeeld heien wordt klein geacht. Er wordt verwacht dat vissen gewend kunnen raken aan laag frequent geluid. Er zijn echter weinig gegevens hierover bekend. Voor vissen worden de risico's van elektromagnetisme laag ingeschat, indien kabels voldoende diep worden in gegraven.

Benthos en zeebodem

De benthos (ongewervelde diersoorten) lijkt vooral gevoelig te zijn voor sedimentverplaatsingen. Verplaatsing van sedimenten kan een lokaal, tijdelijk effect op benthos hebben. Meer gegevens hierover zijn echter nodig, vooral voor de zeldzame soorten. Wanneer de parken eenmaal staan, kan er aangroeiing van deze organismen plaatsvinden op de ondersteuningsconstructies. Uit een Duitse studie bleek dat er zeldzame soorten voorkomen op de onderzochte locaties. De barrière effecten voor benthos zijn nagenoeg onbekend.

De negen Deense publicaties waarin de demonstratie-locaties in kaart zijn gebracht concluderen dat er wat betreft ondergrond en zeebodem geen bezwaar is tegen de bouw van windparken op deze locaties.

Zichtbaarheid windturbines

Een windturbine van 100 meter hoog is vanaf het strand na ca 40 km per definitie niet meer zichtbaar door de bolling van de aarde. Door de waterdamp in de atmosfeer, is het zicht in Nederland meestal niet meer dan 15 km (Kuik, 2004). De windturbines staan, met uitzondering van het near shore windpark dat geen onderdeel van de studie uitmaakt omdat hiertoe al is besloten en dit park derhalve onderdeel uitmaakt van het nulalternatief, buiten de zogenaamde 12-mijlszone wat betekent dat ze meer dan 22 km uit de kustlijn zijn gelegen. De windturbines zijn dus vanaf het strand niet of nauwelijks - en dan alleen bij specifieke weersomstandigheden - zichtbaar. De turbines zijn uiteraard wel zichtbaar voor zeezeilers en vanaf een hoger uitkijkpunt.

De extra kosten die gemoeid zijn met het dieper in zee bouwen van windparken variëren afhankelijk van de locatie tussen en 10 en 80% van de investeringskosten (gemiddeld over alle parken die verder weg liggen, zijn de kosten ca 30% hoger). Voor de near shore windparken die bij de kust van Egmond zijn gepland, is een bedrag van 1800 euro/kW geraamd aan investeringskosten. Voor parken verder in zee ligt het kostenniveau op dit moment gemiddeld op 2300 euro/KW (Connekt, 2004).

Conclusies

Momenteel zijn er weinig studies beschikbaar die effecten van offshore windenergie op de natuur hebben geanalyseerd. Het meten van effecten is op dit moment alleen mogelijk in Denemarken waar de eerste offshore windparken zijn gebouwd. Helaas is de monitoringsperiode nog te kort om significante effecten te kunnen rapporteren. Over de Nederlandse situatie zijn (nog) geen effectstudies beschikbaar, alleen baselinestudies voor het NSW. Daar komt bij dat er nog geen ervaring is opgedaan met de aanleg van grootschalige windparken. De effecten van een groot aantal windparken zouden kunnen verschillen van die van een gering aantal parken.

Verwacht wordt dat offshore windparken effecten kunnen hebben op vogels door barrière-effecten en verstoringen tijdens het foerageer- en broedseizoen door geluid en trillingen tijdens

normaal bedrijf en tijdens de constructie. Het aantal botsingen van vogels met turbines zal naar verwachting beperkt zijn. Het vergroten van het aantal rustpunten op zee zou een positief effect kunnen zijn voor vogels.

Over effecten zoals elektromagnetisme gerelateerd aan offshore windparken en gewijzigde waterstroming op zeezoogdieren is nog weinig bekend.

Voor de visstand worden geen negatieve effecten verwacht. Als gevolg van verminderde visserij op de locaties van de windparken zou lokaal zelfs een vergroting van de biodiversiteit kunnen optreden.

Effecten van offshore windparken op het leven in en op de zeebodem zijn nog onbekend. Wel is uit een Duitse studie gebleken dat er zeldzame soorten voorkomen op de onderzochte locaties. Ook kan een vergroting van het leefgebied worden verwacht als gevolg van de grotere leefoppervlakte door de constructies onder water. Dit zou ook een positief effect op de visstand kunnen hebben.

De zichtbaarheid van de turbines vanaf het land is beperkt.

Windenergie op land

Uit een recent onderzoek van Nuon en de vogelbescherming wordt het aantal vogelslachtoffers van de 1700 windturbines die Nederland momenteel telt geschat op ca 50.000 per jaar (Akershoek et al, 2005). Dit is lager dan tot nu toe geraamd. Ook bleek dat grote moderne windturbines van meer dan 1,5 MW maar iets meer slachtoffers veroorzaken dan de veel kleinere oudere windturbines van ca 300 kW. Het aantal vogelslachtoffers is overigens beperkt in relatie tot de geschatte aantallen vogels die jaarlijks omkomen door hoogspanningsleidingen (1 mln) of in het verkeer (2 mln) (Beurkens, Kuik, 2004).

Windturbines op het land moeten ca 400 à 600 meter van elkaar worden geplaatst om niet in elkaars wind te staan. Vanwege de geluidshinder mag, zoals in paragraaf 11.3 al is gemeld, binnen een afstand van 350-700 meter van de turbine geen woning worden gebouwd. De draaiende rotorbladen en de windturbine zelf veroorzaken schaduw. Binnen een afstand van 12 maal de ashoogte kan hinder worden ondervonden van de schaduwwerking van de turbine (RPB, 2003). De kosten van restricties op het gebied van de ruimtelijke ordening, zoals ook in paragraaf 11.3 al is genoemd, zijn in de KBA niet gewaardeerd. De kosten van de alternatieve aanwending van grond zijn meegenomen in de onderhoudskosten van windenergie op land, hetgeen in paragraaf 3.2 uiteen is gezet.

Op basis van de beschikbare informatie zijn de effecten van windturbines voor de natuur beperkt. De effecten voor het landschap zullen variëren afhankelijk van de plaats van de windturbines. Deze effecten zijn niet gewaardeerd.

12 Overzicht van kosten en baten

Hieronder volgt een overzicht van maatschappelijke kosten en baten van de verschillende projectalternatieven. Daarbij wordt inzicht gegeven in het saldo van de 'businesscase' waar de bedrijfseconomische kosten en baten onderdeel van uitmaken en in de externe en indirecte effecten, die samen met de bedrijfseconomische kosten en baten optellen tot de maatschappelijke kosten en baten. Een uitgebreider overzicht van kosten en baten is opgenomen in bijlage C.

De projectalternatieven in het kort

Projectalternatief 1: 6000 MW windenergie op zee in 2020.

Projectalternatief 2: equivalente productie projectalternatief 1 met duurzame energiebronnen op basis van zo laag mogelijke bedrijfseconomische kosten.

Projectalternatief 3: 6000 MW windenergie op zee in 2030.

In alle projectalternatieven wordt de 9% doelstelling voor duurzame elektriciteit in 2010 gehaald.

Tabel 12.1 Projectalternatief 1, GE-scenario			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	12313	Vermeden CO ₂ emissierechten	349
Kosten biomassa meestook	904	Overige bedrijfseconomische baten	6573
Kosten biomassa bijstook	0		
Kosten zelfst. Biomassacentrales	438		
Totaal bedrijfseconomische kosten	13655	Totaal bedrijfseconomische baten	6921
Saldo businesscase	- 6733		
		Vermeden NO _x -emissies	512
		Vermeden SO ₂ -emissies	91
		Vermeden PM10-emissies	121
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	724
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	13655	Totale baten	7645
Baten minus kosten	- 6010		

Tabel 12.2 Projectalternatief 2, GE-scenario			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	10383	Vermeden CO ₂ emissierechten	327
Kosten biomassa meestook	904	Overige bedrijfseconomische baten	6907
Kosten biomassa bijstook	503		
Kosten zelfst. Biomassacentrales	438		
Totaal bedrijfseconomische kosten	12228	Totaal bedrijfseconomische baten	7233
Saldo businesscase	– 4994		
		Vermeden NO _x -emissies	493
		Vermeden SO ₂ -emissies	38
		Vermeden PM10-emissies	50
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	581
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	12228	Totale baten	7814
Baten minus kosten	– 4414		

Tabel 12.3 Projectalternatief 3, GE-scenario			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	8435	Vermeden CO ₂ emissierechten	212
Kosten biomassa meestook	904	Overige bedrijfseconomische baten	5661
Kosten biomassa bijstook	0		
Kosten zelfst. biomassacentrales	438		
Totaal bedrijfseconomische kosten	9777	Totaal bedrijfseconomische baten	5873
Saldo businesscase	– 3904		
		Vermeden NO _x -emissies	393
		Vermeden SO ₂ -emissies	41
		Vermeden PM10-emissies	55
Effecten natuur en landschap	Pm	Totaal externe effecten	489
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	9777	Totale baten	6362
Baten minus kosten	– 3415		

Tabel 12.4 Projectalternatief 1, SE-scenario

Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	11388	Vermeden CO ₂ emissierechten	2321
Kosten biomassa meestook	766	Overige bedrijfseconomische baten	6775
Kosten biomassa bijstook	0		
Kosten zelfst. biomassacentrales	438		
Totaal bedrijfseconomische kosten	12592	Totaal bedrijfseconomische baten	9096
Saldo businesscase	- 3496		
		Vermeden NO _x -emissies	481
		Vermeden SO ₂ -emissies	6
		Vermeden PM10-emissies	8
Effecten natuur en landschap	Pm	Totaal externe effecten	495
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	12592	Totale baten	9591
Baten minus kosten	- 3000		

Tabel 12.5 Projectalternatief 2, SE-scenario

Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	9676	Vermeden CO ₂ emissierechten	2246
Kosten biomassa meestook	766	Overige bedrijfseconomische baten	6376
Kosten biomassa bijstook	664		
Kosten zelfst. biomassacentrales	438		
Totaal bedrijfseconomische kosten	11543	Totaal bedrijfseconomische baten	8621
Saldo businesscase	- 2922		
		Vermeden NO _x -emissies	393
		Vermeden SO ₂ -emissies	- 2
		Vermeden PM10-emissies	- 3
Effecten natuur en landschap	Pm	Totaal externe effecten	387
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	11543	Totale baten	9009
Baten minus kosten	- 2535		

Tabel 12.6 Projectalternatief 3, SE-scenario			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	7726	Vermeden CO ₂ emissierechten	2082
Kosten biomassa meestook	766	Overige bedrijfseconomische baten	5511
Kosten biomassa bijstook	0		
Kosten zelfst. biomassacentrales	438		
Totaal bedrijfseconomische kosten	8930	Totaal bedrijfseconomische baten	7593
Saldo businesscase	– 1337		
		Vermeden NO _x -emissies	376
		Vermeden SO ₂ -emissies	3
		Vermeden PM10-emissies	5
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten (emissies)	384
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	8930	Totale baten	7976
Baten minus kosten	– 954		

Alle zogenaamde ‘basisvarianten’ hebben een negatief saldo van de businesscase (saldo van bedrijfseconomische kosten en baten) en een negatief maatschappelijk kosten-batensaldo. De uitkomsten van de projectalternatieven in het GE-scenario zijn aanzienlijk ongunstiger dan in het SE-scenario. Dit is het gevolg van de baten uit vermeden CO₂-emissierechten. Deze baten hangen sterk af van het scenario waarin de ontwikkelingen plaatsvinden en maken in het SE-scenario een substantieel deel uit van de bedrijfseconomische baten (grootweg 1/3 deel), terwijl deze voor het GE-scenario slechts 5% van de netto contante waarde van de bedrijfseconomische baten vertegenwoordigen. Dit is niet verwonderlijk, aangezien in het GE-scenario na 2020 het emissiehandelssysteem wordt verlaten. De vermeden uitstoot van CO₂ in Nederland *in die situatie* genereert voor Nederland nauwelijks baten, de waardering van CO₂ is in de KBA in het GE-scenario na 2020 daarom op nul gesteld. In het GE-scenario zijn de geraamde gasprijzen na 2030 weliswaar hoger dan in het SE-scenario (zie figuur 7.1), maar dit weegt niet op tegen de geraamde hoogte van de CO₂-emissiehandelprijzen die in het SE-scenario na 2020 relatief sterk stijgen tot een bedrag van bijna 90 euro/ton in 2040 (zie figuur 7.2).

Wel zij vermeld dat de effecten voor landschap en natuur en geluidseffecten van windturbines op zee en op het land niet zijn gewaardeerd en als pm-post in de KBA zijn opgenomen. Een eerste literatuurinventarisatie leert dat deze effecten voor windparken op zee waarschijnlijk relatief beperkt zijn. Er is nog wel een aantal onzekerheden. Voor de windparken op het land zijn de effecten voor de natuur relatief beperkt. Over de landschappelijke effecten variëren, afhankelijk van de locatie waar de windturbines worden neergezet, de meningen. Bij de invulling van de hoeveelheid windenergie op land in de alternatieven is rekening gehouden met een beperkt potentieel voor windturbines op het land vanwege hinder door geluid of landschappelijke effecten.

Het tweede projectalternatief heeft in beide scenario's een minder negatieve uitkomst dan het eerste projectalternatief. Dit is te begrijpen, omdat het tweede projectalternatief is opgesteld op basis van zo laag mogelijke bedrijfseconomische kosten, terwijl voor het eerste projectalternatief 6000 MW windenergie op zee als uitgangspunt is genomen. De externe effecten van het tweede projectalternatief van emissies van stikstofoxiden, zwaveldioxide en fijn stof zijn van het tweede projectalternatief enigszins lager dan die van het eerste projectalternatief. Het tweede projectalternatief omvat meer elektriciteitsopwekking uit windenergie op land en van het meestoken van biomassa in gascentrales dan het eerste projectalternatief. Deze beide bronnen hebben een beperkt potentieel, waardoor in beide scenario's het tweede projectalternatief relatief veel windenergie op zee bevatten. Windenergie op zee blijkt namelijk na windenergie op land en het bijstoken van biomassa in gascentrales vanuit bedrijfseconomisch oogpunt te prefereren boven andere duurzame bronnen van elektriciteitsopwekking, zoals het meestoken van biomassa. De beide projectalternatieven zijn tot 2010 gelijk ingevuld. De 9% EU-doelstelling op het gebied van duurzame elektriciteit wordt dus in zowel het eerste als het tweede projectalternatief op eenzelfde wijze gehaald.

De uitkomsten van het derde projectalternatief, waarbij de 6000 MW windenergie op zee in een lager tempo wordt gerealiseerd en in 2030 op volle sterkte is in plaats van in 2020 zoals in het eerste projectalternatief, zijn aanmerkelijk minder negatief dan de uitkomsten van het eerste projectalternatief. In het derde projectalternatief in het SE-scenario komen de maatschappelijke kosten en baten dichter bij elkaar te liggen. Hieruit volgt dat het uitstellen en faseren van de aanleg van de windparken aanzienlijk gunstiger perspectieven biedt dan het in relatief hoog tempo aanleggen van de windparken in de voorgestelde omvang. Uit figuur 4.2 volgt dat in het SE-scenario windenergie op zee na ca 2025 bedrijfseconomisch rendabel is. In een scenario met een stringent internationaal klimaatbeleid met een systeem van verhandelbare emissierechten en waarin in de wereld relatief veel windparken op zee worden aangelegd, waardoor de investeringskosten per kW dalen, zou het nemen van maatregelen door de overheid in de sfeer van de ruimtelijke ordening voor producenten voldoende zijn om windparken in zee aan te leggen. Het saldo van bedrijfseconomische kosten en baten is dan namelijk positief. Een subsidie is dan niet nodig.

De KBA-uitkomsten zijn gevoelig voor de ontwikkeling van de investeringskosten, die variëren tussen de scenario's (in GE wordt wereldwijd veel minder windenergie op zee geplaatst dan in het SE-scenario, waardoor de investeringskosten in het SE-scenario sterker dalen) en waarvan zoals gezegd voor beide scenario's twee varianten zijn weergegeven. Verder zijn de uitkomsten sterk afhankelijk van het gevoerde klimaatbeleid en de daarmee gepaard gaande ontwikkeling van de CO₂-emissiehandelprijzen en van de ontwikkeling van de brandstofprijzen (gas) in de toekomst. Voor de CO₂-emissiehandelprijzen en de brandstofprijzen worden in de paragrafen 13.4 en 13.5 gevoeligheidsanalyses uitgevoerd.

Het verschil in uitkomst van de businesscase en de gehele KBA is voor alle alternatieven relatief beperkt. Met andere woorden, de externe effecten van de projectalternatieven ten opzichte van het nulalternatief zijn relatief beperkt. Dit is voor een deel het gevolg van het feit dat op dit moment al een systeem van emissiehandel voor CO₂-emissies is gestart waarbij voor de elektriciteitssector van deelnemende landen, waaronder Nederland, een emissieplafond is gesteld. De CO₂-emissies verschillen niet tussen project- en nulalternatief (met uitzondering van het GE-scenario na 2020) en de kosten van vermeden aankoop van CO₂-emissierechten zijn geïnternaliseerd in de bedrijfseconomische kosten, waarmee er dus geen (extra) externe effecten zijn op het gebied van CO₂-uitstoot.

13 Gevoeligheids- en beleidsanalyses

13.1 Besparing

De negen procents-duurzaamheidsdoelstelling voor 2010 van de EU die de grondslag vormt voor het stimuleren van windenergie op zee, kent als belangrijke achtergronden het terugdringen van de uitstoot van broeikasgassen en het verkleinen van de afhankelijkheid van fossiele bronnen. Beide doelen zijn ook te halen door energie te besparen. Het meest recente energierapport van het ministerie van Economische Zaken besteedt aan deze optie ook de nodige aandacht (Ministerie van Economische Zaken, 2005).

In deze KBA is geen aparte besparingsvariant opgenomen. In de nulvariant in beide scenario's is er sprake van een systeem van verhandelbare CO₂-rechten. De verhandelbaarheid van die rechten zorgt ervoor dat de reductie van uitstoot daar wordt gerealiseerd waar dat het goedkoopst kan. Wanneer energiebesparing een goedkopere manier is om emissies te verminderen dan duurzame energie, zorgt emissiehandel ervoor dat deze optie gekozen wordt. Langs deze weg zit besparing impliciet in het nulalternatief.

Voor twee specifieke gevallen is besparing als aparte optie relevant. Het eerste geval is in het GE-scenario na 2020. Vanaf dat jaar wordt er niet meer gehandeld in emissierechten en komen alle instrumenten afzonderlijk weer in beeld, dus ook energiebesparing.

Het tweede geval waar besparing als aparte optie relevant wordt, betreft het (deels) halen van de negen procents-duurzaamheidsdoelstelling via het noemereffect. We kunnen dit verduidelijken aan de hand van een eenvoudig cijfervoorbeeld. Veronderstel dat de huidige elektriciteitsvoorziening gekenmerkt wordt door een aandeel duurzaam van drie procent, terwijl de doelstelling negen procent is. Naast het bijbouwen van duurzaam productievermogen kan de doelstelling ook bereikt worden door het elektriciteitsverbruik terug te dringen, in het geval van het cijfervoorbeeld met twee derde van het huidige verbruik. Een besparing van die omvang is wellicht niet realistisch, maar een mengvorm, waarbij de doelstelling deels gehaald wordt door het bijbouwen van duurzaam productievermogen en deels via dit noemereffect, zou wel haalbaar kunnen zijn. Verderop gaan we hierop in.

Hieronder gaan we in op de kosten van besparingsopties. Hierbij behandelen we deze opties niet op hetzelfde gedetailleerde niveau als de duurzame opties, maar geven we een kwalitatieve inschatting van de kosten, in het bijzonder ten opzichte van de in dit onderzoek besproken duurzame opwekkingstechnieken. We bepalen de kosten van besparing aan de hand van bestaande bottom-up studies, waarbij de kosten van concrete besparingsmaatregelen in kaart gebracht zijn.

13.1.1 Kosten van besparing

Enkele Nederlandse studies geven een kwantificering van maatregelen bedoeld om emissies van broeikasgassen terug te dringen. Uit ECN/RIVM (1998) komt naar voren dat de goedkoopste

opties voor het vermijden van CO₂-emissies bestaan uit besparingsopties. Onder de besparingen vallen hier zaken als isolatie, investeringen in zuiniger apparaten en beter gebruik van warmtekrachtkoppeling (WKK).

De kosten om de uitstoot van CO₂ met een ton te verminderen door onshore windenergie worden geraamd op 130 tot 150 euro, tegenover 110 euro per ton voor energiebesparing bij bestaande utiliteitsbouw, 70 euro per ton bij de industrie en 20 euro per ton bij de landbouw.³⁵

Ybema et al. (2001) construeren marginale kostenfuncties van emissiereducties van alle eindverbruikerssectoren exclusief WKK. Op grond van die kostencurven is af te leiden dat de emissiereductie door besparing (exclusief WKK) bij een CO₂-prijs van 20 euro rond de 5 Mton ligt. Bij 50 euro is dat 9 Mton. Door de kostencurves in de andere richting te interpreteren, is ook een vergelijking met de in dit onderzoek beschouwde alternatieven mogelijk. In het GE-scenario in 2020 zorgt het windenergie op zee project (alternatief 1) voor een afname van net geen tien megaton aan CO₂-emissies. Een vergelijkbare reductie via besparing leidt tot een kostprijs aan de marge van iets meer dan 50 euro per ton.³⁶ De kosten van besparing liggen aanzienlijk onder die van offshore windenergie met ca 100 euro/ton.

13.1.2 Het noemereffect

Zoals we hiervoor al aangaven, kan besparing via het noemereffect bijdragen aan het halen van de doelstelling om in 2010 9% van de elektriciteit duurzaam op te wekken. Onderstaande tabel geeft illustratief weer hoe dit in zijn werk gaat. De linkerkolom geeft weer hoeveel TWh er bespaard wordt. In de kolom ernaast staat het aantal TWh dat er in 2010 duurzaam opgewekt moet worden om bij dat besparingsniveau de doelstelling te halen. In de volgende 2 kolommen zijn de kosten weergegeven die gemoeid zijn met de hoeveelheid bespaarde elektriciteit en de opwekking van duurzame elektriciteit. De voorlaatste kolom geeft de vermeden aankoop van CO₂-emissierechten weer bij het gegeven niveau van bespaarde elektriciteit bij een CO₂-prijs van 7 euro per ton, zoals die in beide scenario's geldt in 2010. De laatste kolom bevat de netto kosten (de kosten van de besparing plus de kosten van duurzame elektriciteitsopwekking minus bespaarde CO₂-emissierechten).

³⁵ Het betreft hier cijfers uit 1998, het meest recente jaar waarvoor dergelijke gegevens beschikbaar zijn. Het is mogelijk dat een deel van de besparingsopties uit het betreffende document inmiddels benut is. Daar staat tegenover dat in de praktijk lang niet alle rendabele besparingsopties ook daadwerkelijk benut worden. Merk bovendien op dat in dit onderzoek niet gekeken wordt naar politieke haalbaarheid en neveneffecten.

³⁶ Wanneer ook WKK meegenomen wordt, zijn deze kosten nog lager.

Tabel 13.1 Kosten van duurzame elektriciteitsproductie en van besparing van elektriciteit, vermeden aankoop CO₂-emissierechten en netto kosten (in mln euro) bij uiteenlopende niveaus van besparing van elektriciteit (in TWh) in 2010					
Hoeveelheid bespaarde elektriciteit (TWh)	Hoeveelheid duurzaam opgewekte elektriciteit TWh	Kosten van duurzame elektriciteit mln euro	Kostenbesparing	Vermeden emissierechten CO ₂	Netto kosten
GE-scenario					
0	11,9	727	0	53,3	673
3	11,6	710	22	65,5	666
6	11,3	694	87	77,8	703
12	10,8	661	350	102,3	908
SE-scenario					
0	11,2	683	0	50,1	633
3	10,9	666	22	62,3	626
6	10,6	650	87	74,6	662
12	10,1	617	350	99,0	867

We lichten de tabel toe aan de hand van de tweede rij. In het GE-scenario is de elektriciteitsconsumptie in 2010 geraamd op 132 TWh. Wanneer in dat jaar 3 TWh aan elektriciteit bespaard zou worden ten opzichte van het nulalternatief, is er nog $(0,09 \cdot (132 - 3)) = 11,6$ TWh duurzame productie nodig om 9%-doelstelling te halen. De kosten daarvan bedragen ca 710 mln euro. De kosten die gepaard gaan met het besparen van 3 TWh worden geraamd op 22 mln euro.³⁷ De kosten van besparing en duurzaam samen zijn bij dit niveau van besparing iets hoger dan in de situatie zonder additionele elektriciteitsbesparingen, maar daar staat tegenover dat er wel meer CO₂-uitstoot vermeden wordt. Bij een prijs van 7 euro per ton bedragen de baten van vermeden aankoop van CO₂-emissierechten 65,5 mln euro tegenover 53,3 mln euro in de situatie zonder additionele besparingen. De netto kosten bij 3 TWh besparing zijn dan in het geval met 666 mln euro lager dan in de situatie zonder additionele elektriciteitsbesparing (673 mln euro). Bij 6 TWh besparing lopen de netto kosten weer op vanwege het relatief steile verloop van de kostencurve van besparingen. Deze uitkomst is afhankelijk van de hoogte van de CO₂-prijzen. Bij een CO₂-prijs van 30-35 euro/ton zijn de maatschappelijke kosten van een additionele besparing van 6 TWh elektriciteit lager dan van de besparing van een geringere hoeveelheid elektriciteit.

De tabel laat op basis van deze indicatieve gegevens verder zien dat *vanuit het oogpunt van CO₂-reductie* de 9% duurzame elektriciteitsdoelstelling vanuit de EU kostenineffectief is. De kosten die gepaard gaan met de opwekking van duurzame elektriciteit bedragen in het GE- en SE-scenario respectievelijk 727 en 683 mln euro. Bij de vermeden uitstoot van CO₂ van respectievelijk 7,6 en 7,2 Mton, bedraagt de schaduwprijs van vermeden CO₂-uitstoot ca 95

³⁷ De hier gebruikte cijfers zijn ontleend aan kostencurves in ECN (1998) en Ybema et al., (2001) en zijn slechts indicatief.

euro/ton. Dit ligt ruim boven het niveau dat verwacht kan worden voor CO₂-emissierechten in 2010.

13.1.3 Conclusie besparingen

In deze KBA is geen aparte besparingsvariant opgenomen. Uitkomsten van bottom-up studies naar energiebesparing en duurzame energie laten echter zien dat besparing een relatief goedkope manier is om CO₂-emissies te reduceren. In beide scenario's garandeert een systeem van verhandelbare CO₂-rechten dat de goedkoopste optie om uitstoot te reduceren in het nulalternatief is opgenomen. Besparing van elektriciteit zit dus al impliciet in het nulalternatief.

Energiebesparing als beleidsoptie is relevant voor het GE-scenario na 2020, wanneer er geen emissiehandel meer is. Hiervoor geldt dat besparing, op basis van indicatieve gegevens, kosteneffectiever is dan de duurzame opties.

De tweede situatie waar besparing als aparte optie relevant is, betreft het (deels) halen van de 9%-duurzame elektriciteitsdoelstelling van de EU in 2010 via het noemereffect (1% besparing van de totale elektriciteitsconsumptie betekent 0,09 procentpunt minder duurzaam). Indicatieve berekeningen laten zien dat het voor een zeer beperkt deel van de doelstelling kosteneffectiever is om deze doelstelling dichterbij te brengen door elektriciteit te besparen.

Op basis van indicatieve berekeningen lijkt de 9% duurzame elektriciteitsdoelstelling van de EU vanuit het oogpunt van CO₂ kostenineffectief. De schaduwprijs van vermeden CO₂-emissies bedraagt in dat geval ca 95 euro/ton.

13.2 Leereffecten en hoogte investeringskosten

Zoals in hoofdstuk 3 is aangegeven, is de ontwikkeling van de investerings- en onderhoudskosten van windenergie op zee weergegeven op basis van een hogere en lagere inschatting van leereffecten uit de literatuur. De ontwikkeling van investerings- en onderhoudskosten van de minder optimistische variant inzake de ontwikkeling van de kosten is, vanwege onzekerheden over het initiële investeringsniveau, als uitgangspunt genomen voor de KBA-overzichten in hoofdstuk 12. In de tabellen 13.2-13.7 zijn de consequenties voor de KBA-uitkomsten weergegeven indien wordt uitgegaan van een grotere daling van het kostenniveau van investeringen en onderhoud. In tabellen 13.8-13.13 zijn de effecten weergegeven indien het initiële investeringsniveau van 2000 euro/kW 10% hoger zou zijn.

Tabel 13.2 Projectalternatief 1, GE-scenario variant met lagere investerings- en onderhoudskosten windenergie op zee door hogere leereffecten			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	11302	Vermeden CO ₂ emissierechten	349
Kosten biomassa	1342	Overige bedrijfseconomische baten	6573
Totaal bedrijfseconomische kosten	12644	Totaal bedrijfseconomische baten	6921
Saldo businesscase	– 5718		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	724
Totale kosten	12644	Totale baten	7645
Baten minus kosten	– 4999		

Tabel 13.3 Projectalternatief 2, GE-scenario variant met lagere investerings- en onderhoudskosten windenergie op zee door hogere leereffecten			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	9712	Vermeden CO ₂ emissierechten	327
Kosten biomassa	1844	Overige bedrijfseconomische baten	6907
Totaal bedrijfseconomische kosten	11556	Totaal bedrijfseconomische baten	7233
Saldo businesscase	– 4323		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	581
Totale kosten	11556	Totale baten	7814
Baten minus kosten	– 3742		

Tabel 13.4 Projectalternatief 3, GE-scenario variant met lagere investerings- en onderhoudskosten windenergie op zee door hogere leereffecten			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	7741	Vermeden CO ₂ emissierechten	212
Kosten biomassa	1342	Overige bedrijfseconomische baten	5661
Totaal bedrijfseconomische kosten	9083	Totaal bedrijfseconomische baten	5873
Saldo businesscase	– 3210		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	498
Totale kosten	9083	Totale baten	6362
Baten minus kosten	– 2721		

Tabel 13.5 Projectalternatief 1, SE-scenario variant met lagere investerings- en onderhoudskosten windenergie op zee door hogere leereffecten			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	10157	Vermeden CO ₂ emissierechten	2321
Kosten biomassa	1204	Overige bedrijfseconomische baten	6775
Totaal bedrijfseconomische kosten	11361	Totaal bedrijfseconomische baten	9096
Saldo businesscase	– 2265		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	495
Totale kosten	11361	Totale baten	9591
Baten minus kosten	– 1770		

Tabel 13.6 Projectalternatief 2, SE-scenario variant met lagere investerings- en onderhoudskosten windenergie op zee door hogere leereffecten			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	8737	Vermeden CO ₂ emissierechten	2246
Kosten biomassa	1868	Overige bedrijfseconomische baten	6376
Totaal bedrijfseconomische kosten	10605	Totaal bedrijfseconomische baten	8621
Saldo businesscase	– 1984		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	387
Totale kosten	10605	Totale baten	9009
Baten minus kosten	– 1596		

Tabel 13.7 Projectalternatief 3, SE-scenario variant met lagere investerings- en onderhoudskosten windenergie op zee door hogere leereffecten			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	6894	Vermeden CO ₂ emissierechten	2082
Kosten biomassa	1204	Overige bedrijfseconomische baten	5511
Totaal bedrijfseconomische kosten	8098	Totaal bedrijfseconomische baten	7593
Saldo businesscase	– 505		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	384
Totale kosten	8098	Totale baten	7976
Baten minus kosten	– 121		

De kosten van windenergie op zee zijn in de variant met een relatief sterkere daling van de investerings- en onderhoudskosten door leereffecten, afhankelijk van het scenario en het projectalternatief, bijna 700 mln (GE2 en GE3), 800 en 900 mln (SE2 en SE3) en respectievelijk 1 en 1,2 mld euro (GE1 en SE1) lager dan in de variant waarin van een lagere daling van de investeringskosten wordt uitgegaan. De kosten en baten van het derde projectalternatief in het SE-scenario zijn in dit geval nagenoeg aan elkaar gelijk.

Als van een initieel investeringsniveau van 2200 euro/MW wordt uitgegaan (10% hoger dan in de zogenaamde ‘basisvariant’, dan nemen de kosten van windenergie op zee met, afhankelijk van het projectalternatief en het scenario, met ca 400 (SE3), 500 (GE2, GE3 en SE2) en respectievelijk 700 (SE1) en 800 (GE1) mln euro toe. De resultaten van de KBA worden hierdoor vanzelfsprekend ongunstiger.

Tabel 13.8 Projectalternatief 1, GE-scenario variant met 10% hoger initieel investeringsniveau WOZ			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	13075	Vermeden CO ₂ emissierechten	349
Kosten biomassa	1342	Overige bedrijfseconomische baten	6573
Totaal bedrijfseconomische kosten	14417	Totaal bedrijfseconomische baten	6921
Saldo businesscase	– 7496		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	724
Totale kosten	14417	Totale baten	7645
Baten minus kosten	– 6771		

Tabel 13.9 Projectalternatief 2, GE-scenario variant met 10% hoger initieel investeringsniveau WOZ			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	10887	Vermeden CO ₂ emissierechten	327
Kosten biomassa	1845	Overige bedrijfseconomische baten	6907
Totaal bedrijfseconomische kosten	12732	Totaal bedrijfseconomische baten	7233
Saldo businesscase	– 5499		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	581
Totale kosten	12732	Totale baten	7814
Baten minus kosten	– 4918		

Tabel 13.10 Projectalternatief 3, GE-scenario variant met 10% hoger initieel investeringsniveau WOZ			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	8918	Vermeden CO ₂ emissierechten	212
Kosten biomassa	1342	Overige bedrijfseconomische baten	5661
Totaal bedrijfseconomische kosten	10259	Totaal bedrijfseconomische baten	5873
Saldo businesscase	– 4386		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	489
Totale kosten	10259	Totale baten	6362
Baten minus kosten	– 3897		

Tabel 13.11 Projectalternatief 1, SE-scenario variant met 10% hoger initieel investeringsniveau WOZ			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	12089	Vermeden CO ₂ emissierechten	2321
Kosten biomassa	1204	Overige bedrijfseconomische baten	6775
Totaal bedrijfseconomische kosten	13293	Totaal bedrijfseconomische baten	9096
Saldo businesscase	– 4197		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	495
Totale kosten	13293	Totale baten	9591
Baten minus kosten	– 3702		

Tabel 13.12 Projectalternatief 2, SE-scenario variant met 10% hoger initieel investeringsniveau WOZ			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	10205	Vermeden CO ₂ emissierechten	2246
Kosten biomassa	1868	Overige bedrijfseconomische baten	6376
Totaal bedrijfseconomische kosten	12072	Totaal bedrijfseconomische baten	8621
Saldo businesscase	– 3451		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	387
Totale kosten	12072	Totale baten	9009
Baten minus kosten	– 3064		

Tabel 13.13 Projectalternatief 3, SE-scenario variant met 10% hoger initieel investeringsniveau WOZ			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	8168	Vermeden CO ₂ emissierechten	2082
Kosten biomassa	1204	Overige bedrijfseconomische baten	5511
Totaal bedrijfseconomische kosten	9372	Totaal bedrijfseconomische baten	7593
Saldo businesscase	- 1779		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	384
Totale kosten	9372	Totale baten	7976
Baten minus kosten	- 1396		

13.3 Hoogte disconteringsvoet

In hoofdstuk 9 is uiteengezet dat vanuit het oogpunt van diversificatie-effecten de baten van windenergie met een enigszins lagere disconteringsvoet verdisconteerd zouden kunnen worden. De argumentatie hieromtrent is wel met onzekerheden omgeven. In de tabellen 13.14-13.25 zijn de kosten van de drie projectalternatieven in beide scenario's met 7% verdisconteerd, terwijl de baten met een disconteringsvoet van 6% contant zijn gemaakt naar het jaar 2005. Dit is ook gedaan voor de variant waar de investerings- en onderhoudskosten van windenergie op zee relatief lager zijn vanwege een gunstiger inschatting van kostendalingen in de tijd door leereffecten (zie paragraaf 13.2).

Tabel 13.14 Projectalternatief 1, GE-scenario variant baten verdisconteerd met 6%			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	12313	Vermeden CO ₂ emissierechten	386
Kosten biomassa	1342	Overige bedrijfseconomische baten	7493
Totaal bedrijfseconomische kosten	13655	Totaal bedrijfseconomische baten	7875
Saldo businesscase	- 5780		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	724
Totale kosten	13655	Totale baten	8599
Baten minus kosten	- 5056		

Tabel 13.15 Projectalternatief 2, GE-scenario variant baten verdisconteerd met 6%

Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	10383	Vermeden CO ₂ emissierechten	357
Kosten biomassa	1845	Overige bedrijfseconomische baten	7880
Totaal bedrijfseconomische kosten	12228	Totaal bedrijfseconomische baten	8237
Saldo businesscase	– 3991		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	581
Totale kosten	12228	Totale baten	8818
Baten minus kosten	– 3410		

Tabel 13.16 Projectalternatief 3, GE-scenario variant baten verdisconteerd met 6%

Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	8435	Vermeden CO ₂ emissierechten	229
Kosten biomassa	1342	Overige bedrijfseconomische baten	6460
Totaal bedrijfseconomische kosten	9777	Totaal bedrijfseconomische baten	6689
Saldo businesscase	– 3088		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	498
Totale kosten	9777	Totale baten	7178
Baten minus kosten	– 2598		

Tabel 13.17 Projectalternatief 1, SE-scenario variant baten verdisconteerd met 6%

Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	11388	Vermeden CO ₂ emissierechten	2691
Kosten biomassa	1204	Overige bedrijfseconomische baten	7747
Totaal bedrijfseconomische kosten	12592	Totaal bedrijfseconomische baten	10439
Saldo businesscase	– 2153		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	495
Totale kosten	12592	Totale baten	10934
Baten minus kosten	– 1658		

Tabel 13.18 Projectalternatief 2, SE-scenario variant baten verdisconteerd met 6%			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	9676	Vermeden CO ₂ emissierechten	2597
Kosten biomassa	1868	Overige bedrijfseconomische baten	7292
Totaal bedrijfseconomische kosten	11543	Totaal bedrijfseconomische baten	9889
Saldo businesscase	– 1654		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	387
Totale kosten	11543	Totale baten	10276
Baten minus kosten	– 1268		

Tabel 13.19 Projectalternatief 3, SE-scenario variant baten verdisconteerd met 6%			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	7726	Vermeden CO ₂ emissierechten	2413
Kosten biomassa	1204	Overige bedrijfseconomische baten	6304
Totaal bedrijfseconomische kosten	8930	Totaal bedrijfseconomische baten	8717
Saldo businesscase	– 213		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	384
Totale kosten	8930	Totale baten	9101
Baten minus kosten	171		

Tabel 13.20 Projectalternatief 1, GE-scenario variant baten verdisconteerd met 6% en lagere investeringskosten door hogere leereffecten			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	11302	Vermeden CO ₂ emissierechten	382
Kosten biomassa	1342	Overige bedrijfseconomische baten	7493
Totaal bedrijfseconomische kosten	12644	Totaal bedrijfseconomische baten	7875
Saldo businesscase	– 4769		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	724
Totale kosten	12644	Totale baten	8599
Baten minus kosten	– 4045		

Tabel 13.21 Projectalternatief 2, GE-scenario variant baten verdisconteerd met 6% en lagere investeringskosten door hogere leereffecten

Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	9712	Vermeden CO ₂ emissierechten	357
Kosten biomassa	1845	Overige bedrijfseconomische baten	7880
Totaal bedrijfseconomische kosten	11556	Totaal bedrijfseconomische baten	8237
Saldo businesscase	– 3319		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	581
Totale kosten	11556	Totale baten	8818
Baten minus kosten	– 2738		

Tabel 13.22 Projectalternatief 3, GE-scenario variant baten verdisconteerd met 6% en lagere investeringskosten door hogere leereffecten

Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	7741	Vermeden CO ₂ emissierechten	229
Kosten biomassa	1342	Overige bedrijfseconomische baten	6460
Totaal bedrijfseconomische kosten	9083	Totaal bedrijfseconomische baten	6689
Saldo businesscase	– 2394		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	489
Totale kosten	9083	Totale baten	7178
Baten minus kosten	– 1904		

Tabel 13.23 Projectalternatief 1, SE-scenario variant baten verdisconteerd met 6% en lagere investeringskosten door hogere leereffecten

Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	10157	Vermeden CO ₂ emissierechten	2691
Kosten biomassa	1204	Overige bedrijfseconomische baten	7747
Totaal bedrijfseconomische kosten	11361	Totaal bedrijfseconomische baten	10439
Saldo businesscase	– 922		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	495
Totale kosten	11361	Totale baten	10934
Baten minus kosten	– 427		

Tabel 13.24 Projectalternatief 2, SE-scenario variant baten verdisconteerd met 6% en lagere investeringskosten door hogere leereffecten			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	8737	Vermeden CO ₂ emissierechten	2597
Kosten biomassa	1868	Overige bedrijfseconomische baten	7292
Totaal bedrijfseconomische kosten	10605	Totaal bedrijfseconomische baten	9889
Saldo businesscase	- 716		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	393
Totale kosten	10605	Totale baten	10276
Baten minus kosten	- 329		

Tabel 13.25 Projectalternatief 3, SE-scenario variant baten verdisconteerd met 6% en lagere investeringskosten door hogere leereffecten			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	6894	Vermeden CO ₂ emissierechten	2413
Kosten biomassa	1204	Overige bedrijfseconomische baten	6304
Totaal bedrijfseconomische kosten	8098	Totaal bedrijfseconomische baten	8717
Saldo businesscase	619		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	384
Totale kosten	8098	Totale baten	9101
Baten minus kosten	1003		

Indien de discontering van de baten met een disconteringsvoet van 6% gebeurt, dan nemen de baten, afhankelijk van projectalternatief en scenario, met respectievelijk 800 mln (GE3), 1 mld (GE1 en 2), 1,1 mld (SE3) en 1,4 mld euro (SE1 en 2) toe. De kosten van alle projectalternatieven in het GE-scenario zijn hoger dan de baten. De kosten en baten van projectalternatief 3 in het SE-scenario zijn aan elkaar gelijk. Indien daarbij ook wordt uitgegaan van lagere investerings- en onderhoudskosten van windenergie op zee door een relatief gunstiger kostenontwikkeling in de tijd door leereffecten, dan is het saldo van baten en kosten met 1 mld euro positief.

13.4 Vermeden aankoop CO₂-emissierechten en waardering van CO₂

Zoals in paragraaf 7.3 uiteen is gezet, bestaat er onzekerheid over de hoogte van toekomstige emissiehandelprijzen van CO₂. Om die reden wordt in deze paragraaf voor het SE-scenario (in het GE-scenario is de waardering van vermeden CO₂-emissierechten minder relevant vanwege het wegvallen van het emissiehandelssysteem na 2020) een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd

waarbij is uitgegaan van emissiehandelprijzen die afwijken van die in het SE-scenario. Met de huidige emissieprijs, die om eerder genoemde redenen relatief hoog is, als achtergrond, is gekozen voor een verloop van CO₂-emissieprijs van 25 euro/ton van 2005 tot 2023, waarna het oorspronkelijke verloop in het SE-scenario weer is gevolgd, zoals dat is weergegeven in figuur 7.3 in paragraaf 7.3.

Aanpassing van de CO₂-emissieprijs in een scenario zou leiden tot wijzigingen in de elektriciteitsvraag en de samenstelling van het productiepark in het project- en het nulalternatief. Hogere CO₂-emissieprijs leiden ceteris paribus tot hogere elektriciteitsprijzen en daarmee tot een lagere vraag naar elektriciteit. Ook kan de hoogte van de CO₂-emissierechten de bedrijfseconomische afweging beïnvloeden van het opwekken van elektriciteit uit duurzame bronnen versus opwekking uit conventionele energiebronnen. In de analyse is hiervan geabstraheerd. Bij een niveau van 25 euro/ton is in het SE-scenario vanuit bedrijfseconomische afwegingen geen van de duurzame energiebronnen te verkiezen boven opwekking uit conventionele bronnen. De consequenties voor de uitkomsten van de KBA zullen om die reden beperkt zijn.

Tabel 13.26 Projectalternatief 1, SE-scenario variant met hogere emissiehandelprijzen			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	11388	Vermeden CO ₂ emissierechten	2874
Kosten biomassa	1204	Overige bedrijfseconomische baten	6775
Totaal bedrijfseconomische kosten	12592	Totaal bedrijfseconomische baten	9649
Saldo businesscase	– 2943		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	495
Totale kosten	12592	Totale baten	10144
Baten minus kosten	– 2447		

Tabel 13.27 Projectalternatief 2, SE-scenario variant met hogere emissiehandelprijzen			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	9676	Vermeden CO ₂ emissierechten	2815
Kosten biomassa	1868	Overige bedrijfseconomische baten	6376
Totaal bedrijfseconomische kosten	11543	Totaal bedrijfseconomische baten	9191
Saldo businesscase	– 2352		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	387
Totale kosten	11543	Totale baten	9578
Baten minus kosten	– 1965		

Tabel 13.28 Projectalternatief 3, SE-scenario variant met hogere emissiehandelprijzen			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	7726	Vermeden CO ₂ emissierechten	2494
Kosten biomassa	1204	Overige bedrijfseconomische baten	5511
Totaal bedrijfseconomische kosten	8930	Totaal bedrijfseconomische baten	8005
Saldo businesscase	– 925		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	384
Totale kosten	8930	Totale baten	8388
Baten minus kosten	– 542		

De baten van vermeden emissies van CO₂ nemen toe met ca 550 mln euro in de eerste twee projectalternatieven en ruim 400 mln euro in het derde projectalternatief.

De consequenties voor de baten van een variant met hogere emissiehandelprijzen zoals hierboven beschreven, zijn in onderstaande tabellen ook inzichtelijk gemaakt voor de kosten en baten van de drie projectalternatieven in het SE-scenario indien wordt uitgegaan van relatief lagere investerings- en onderhoudskosten van windenergie op zee door hogere leereffecten (variant in 12.2).

Tabel 13.29 Projectalternatief 1, SE-scenario variant met hogere emissiehandelprijzen en lagere investeringskosten			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	10157	Vermeden CO ₂ emissierechten	2874
Kosten biomassa	1204	Overige bedrijfseconomische baten	6775
Totaal bedrijfseconomische kosten	11361	Totaal bedrijfseconomische baten	9649
Saldo businesscase	– 1712		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	495
Totale kosten	11361	Totale baten	10144
Baten minus kosten	– 1217		

Tabel 13.30 Projectalternatief 2, SE-scenario variant met hogere emissiehandelprijzen en lagere investeringskosten			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	8737	Vermeden CO ₂ emissierechten	2815
Kosten biomassa	1868	Overige bedrijfseconomische baten	6376
Totaal bedrijfseconomische kosten	10605	Totaal bedrijfseconomische baten	9191
Saldo businesscase	– 1414		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	387
Totale kosten	10605	Totale baten	9578
Baten minus kosten	– 1027		

Tabel 13.31 Projectalternatief 3, SE-scenario variant met hogere emissiehandelprijzen en lagere investeringskosten			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	6894	Vermeden CO ₂ emissierechten	2494
Kosten biomassa	1204	Overige bedrijfseconomische baten	5511
Totaal bedrijfseconomische kosten	8098	Totaal bedrijfseconomische baten	8005
Saldo businesscase	– 93		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	384
Totale kosten	8098	Totale baten	8388
Baten minus kosten	+ 290		

Indien wordt uitgegaan van zowel hogere emissiehandelprijzen van CO₂-rechten en van relatief lagere investerings- en onderhoudskosten voor windenergie op zee door grotere kostendalingen in de toekomst door relatief hogere leereffecten dan in de ‘basisvariant’ geraamd, is het KBA-saldo van het derde projectalternatief positief.

Daarnaast is een analyse uitgevoerd tegen welke constante schaduwprijs over de gehele periode de vermeden aankoop van CO₂-emissierechten gewaardeerd zou moeten worden om tot een neutraal saldo van kosten en baten te komen. Dit is gedaan voor de verschillende projectalternatieven in het SE-scenario in zowel de zogenaamde ‘basisvariant’ (hoog genoemd) als in de variant met een relatief grotere daling van de investeringskosten door leereffecten, zoals weergegeven in paragraaf 13.2 (hier laag genoemd). In tabel 13.32 zijn deze schaduw prijzen weergegeven.

Tabel 13.32 Schaduw prijzen vermeden CO₂-emissierechten in 3 projectalternatieven met 2 varianten		
Projectalternatief	Variant ontwikkeling investeringskosten	Schaduw prijs vermeden aankoop van CO ₂ -emissierechten (in euro/ton)
SE1	hoog	78
SE1	laag	60
SE2	hoog	70
SE2	laag	57
SE3	hoog	55
SE3	laag	40

Uit de tabel volgt dat aan de vermeden aankoop van CO₂-emissierechten een relatief hoge waardering moet worden toegekend ten opzichte van verwachte prijzen van CO₂-emissierechten om tot een neutraal kosten-batensaldo te komen. Ook in het derde projectalternatief in de variant met een relatief gunstige ontwikkeling van de investeringskosten door leereffecten bedraagt deze nog 40 euro/ton.

13.5 Effecten van hogere gasprijzen en gascrises

Om de bovenkant van een reële bandbreedte van structurele olieprijsen te beschouwen, zijn de kosten en baten van de projectvarianten berekend van de projectalternatieven bij een structureel hogere en constante olieprijs van 40 dollar per vat (tevens de onderkant van de bandbreedte die het IMF in zijn lange-termijnraming weergeeft). Voor een nadere toelichting op de raming van de structurele olieprijsen voor de komende decennia wordt verwezen naar hoofdstuk 8. Omdat hogere olieprijsen ook zullen leiden tot hogere gasprijzen en daarmee elektriciteitsprijzen, zullen hogere olieprijsen direct neerslaan in hogere baten van het bouwen en exploreren van windparken op zee (en andere vormen van duurzame energie). In de volgende tabellen zijn de kosten en baten berekend van de drie projectalternatieven in het GE-scenario bij een structureel prijsniveau van 40 dollar per vat olie voor de periode 2005-2040. Er is geabstraheerd van andere veranderingen in het scenario die van invloed zijn op de kosten en baten van de projectalternatieven. De resultaten worden weergegeven in onderstaande tabellen. Daarbij is ook een overzicht gegeven van de KBA-resultaten als wordt uitgegaan van lagere investerings- en onderhoudskosten van windenergie op zee door een gunstiger kostenontwikkeling in de toekomst door relatief hogere leereffecten (zie 12.2).

Tabel 13.33 Projectalternatief 1, GE-scenario variant structureel hogere gasprijzen			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	12313	Vermeden CO ₂ emissierechten	349
Kosten biomassa	1342	Overige bedrijfseconomische baten	8720
Totaal bedrijfseconomische kosten	13655	Totaal bedrijfseconomische baten	9069
Saldo businesscase	– 4586		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	724
Totale kosten	13655	Totale baten	9793
Baten minus kosten	– 3862		

Tabel 13.34 Projectalternatief 2, GE-scenario variant structureel hogere gasprijzen			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	10383	Vermeden CO ₂ emissierechten	327
Kosten biomassa	1845	Overige bedrijfseconomische baten	9831
Totaal bedrijfseconomische kosten	12228	Totaal bedrijfseconomische baten	10158
Saldo businesscase	– 2070		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	581
Totale kosten	12228	Totale baten	10738
Baten minus kosten	– 1490		

Tabel 13.35 Projectalternatief 3, GE-scenario variant structureel hogere gasprijzen			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	8435	Vermeden CO ₂ emissierechten	212
Kosten biomassa	1342	Overige bedrijfseconomische baten	7663
Totaal bedrijfseconomische kosten	9777	Totaal bedrijfseconomische baten	7875
Saldo businesscase	– 1902		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	489
Totale kosten	9777	Totale baten	8365
Baten minus kosten	– 1412		

Tabel 13.36 Projectalternatief 1, GE-scenario variant structureel hogere gasprijzen en lagere investeringskosten			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	11302	Vermeden CO ₂ emissierechten	349
Kosten biomassa	1342	Overige bedrijfseconomische baten	8720
Totaal bedrijfseconomische kosten	12644	Totaal bedrijfseconomische baten	9069
Saldo businesscase	– 3575		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	724
Totale kosten	12644	Totale baten	9793
Baten minus kosten	– 2851		

Tabel 13.37 Projectalternatief 2, GE-scenario variant structureel hogere gasprijzen en lagere investeringskosten			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	9712	Vermeden CO ₂ emissierechten	327
Kosten biomassa	1845	Overige bedrijfseconomische baten	9831
Totaal bedrijfseconomische kosten	11556	Totaal bedrijfseconomische baten	10158
Saldo businesscase	– 1398		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	581
Totale kosten	11556	Totale baten	10738
Baten minus kosten	– 816		

Tabel 13.38 Projectalternatief 3, GE-scenario variant structureel hogere gasprijzen en lagere investeringskosten			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	7741	Vermeden CO ₂ emissierechten	212
Kosten biomassa	1342	Overige bedrijfseconomische baten	7663
Totaal bedrijfseconomische kosten	9083	Totaal bedrijfseconomische baten	7875
Saldo businesscase	– 1208		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	489
Totale kosten	9083	Totale baten	8365
Baten minus kosten	– 718		

De consequenties voor de baten van de projectalternatieven zijn relatief groot met ca 2 mld euro voor het derde en eerste projectalternatief en 2,9 mld euro voor het tweede projectalternatief. De kosten van alle drie de projectalternatieven zijn in dit scenario nog wel ruim hoger dan de baten.

13.5.1 Break-even point structurele olieprijs

Naast is voor de projectvarianten berekend hoe hoog de olieprijs (met een aanname dat de gasprijs één op één is gekoppeld aan de olieprijsen) zou moeten zijn om tot een neutraal saldo te komen van kosten en baten (het zogenaamde break-even point). De volgende tabel geeft een overzicht voor de verschillende projectalternatieven in het GE-scenario bij de aannames van de ontwikkeling van investerings- en onderhoudskosten van windenergie op zee zoals deze gelden in de 'basisvariant' (hoog) en als wordt uitgegaan van lagere investerings- en onderhoudskosten door relatief hogere leereffecten (laag), zie paragraaf 13.2. Vanwege de eerder genoemde bezwaren in de vorige paragraaf is deze exercitie niet uitgevoerd voor het SE-scenario.

Tabel 13.39 Break-even points van structurele olieprijsen in 3 projectalternatieven met 2 varianten		
Projectalternatief	Variant ontwikkeling investeringskosten	break-even point structurele olieprijs (in dollar/vat)
GE1	hoog	68
GE1	laag	60
GE2	hoog	48
GE2	laag	45
GE3	hoog	51
GE3	laag	46

Het break-even point, waarbij kosten en baten aan elkaar gelijk zijn, ligt voor het project waar de 6000 MW in 2020 gereed is, tussen 60 en 70 dollar per vat olie gemiddeld voor de periode 2010-2040. In projectalternatief 2, met een gunstiger mix van duurzame elektriciteitsbronnen met een totaal equivalent van 6000 MW, ligt het break-even point tussen 45 en 48 dollar per vat. De break-even points voor projectalternatief 3 ligt ongeveer op eenzelfde niveau als dat van projectalternatief 2. Projectalternatief 3, waarin de aanleg van windparken meer gefaseerd wordt, scoort in de KBA weliswaar aanzienlijk beter dan de beide eerste projectalternatieven, maar doordat de aanleg van parken ook later plaatsvindt, profiteert dit alternatief ook relatief minder van hoge olie- (en daarmee gasprijzen). De eerder genoemde kanttekening met betrekking tot het abstraheren van effecten op de vraag en van substitutie van energiedragers door de hogere olieprijsen, gelden bij de berekening van de break-even point nog sterker dan bij de eerder gedane berekening van de effecten van een structurele olieprijs van 40 dollar per vat.

In hoofdstuk 8 is aan de hand van diverse internationale studies beredeneerd dat een reële bandbreedte voor de structurele olieprijsen voor de komende decennia waarschijnlijk zal liggen tussen de 25 en 35 dollar per vat. De break-even point van alle projectalternatieven, bij zowel gunstige als minder gunstige aannames omtrent de ontwikkeling van de investerings- en onderhoudskosten, liggen ruim boven deze range.

Bij de ramingen van de structurele olieprijsen voor de komende decennia is gewerkt met de in 2004 gepubliceerde CPB-energiescenario's, die uitgaan van een gemiddelde verhouding van de dollar en de euro van 1:1. Dit betekent dat in de KBA ook gerekend is met deze wisselkoers bij een vertaling van de olieprijsen naar gas- en elektriciteitsprijsen en daarmee naar de opbrengsten van elektriciteit voor de elektriciteitsproducenten die in euro's zijn uitgedrukt. De dollarkoers bedraagt momenteel circa 1,20 dollar voor één euro. Dit betekent dat de structurele olieprijsen voor de komende decennia waar in de analyse mee gerekend is, omgerekend naar de huidige dollarkoers, circa 20% hoger zouden liggen. De 'break-even prijs' van 60 tot 70 euro per vat zou omgerekend naar de huidige dollarkoers ook navenant hoger komen te liggen, te weten op 72 tot 84 dollar.

13.5.2 Invloed op de baten van energiecrises

In deze paragraaf zijn ook de consequenties bekeken van mogelijke energiecrises, waarmee de olie- en gasprijsen tijdelijk op een hoger niveau komen te liggen dan de geraamde structurele prijsniveaus in de scenario's. Dit is gedaan voor de drie projectalternatieven in beide scenario's. Een crisis is daarbij gedefinieerd als een periode van 1 jaar - tussen 2005 en 2040 - waarin de gasprijsen 2 maal zo hoog zijn als het geraamde niveau in de scenario's. Indien het hogere prijsniveau een relatief beperkte periode aanhoudt, kan overigens worden aangenomen dat de vraag en aanbod zich niet of nauwelijks zullen aanpassen.

De baten van de projectalternatieven nemen, indien een dergelijke energiecrisis zich zou voordoen, met respectievelijk 107 mln euro (SE3) tot 195 mln euro (GE2) toe. In de volgende tabel is weergegeven hoeveel van de hierboven gedefinieerde energiecrises zich zouden moeten voordoen om tot een neutraal kosten-batensaldo te komen. Dit is gedaan voor alle projectalternatieven in de beide scenario's voor de variant met relatief hoge (zogenaamde 'basisvariant') en relatief lagere (variant uit paragraaf 13.2) investeringskosten als gevolg van kostendalingen door leereffecten.

Tabel 13.40 Break-even aantal energiecrises in 3 projectalternatieven met 2 varianten		
Projectalternatief	Variant ontwikkeling investeringskosten	Break-even aantal energiecrises
SE1	hoog	17
SE1	laag	10
SE2	hoog	15
SE2	laag	9
SE3	hoog	9
SE3	laag	1
GE1	hoog	31
GE1	laag	26
GE2	hoog	22
GE2	laag	19
GE3	hoog	26
GE3	laag	20

Het aantal benodigde energiecrises, zoals in deze analyse gedefinieerd, in de periode van 35 jaar van 2005-2040 om tot een neutraal kosten-batensaldo te komen, is voor alle projectalternatieven in het GE-scenario hoog (de helft van de periode tot vrijwel de gehele periode zouden de gasprijzen op het dubbele niveau moeten liggen van het geraamde structurele prijsniveau in het GE-scenario). In hoofdstuk 8 is al betoogd dat een dergelijk hoog prijsniveau structureel niet goed denkbaar is vanwege aanpassingen aan zowel de vraag- als de aanbodzijde. Voor het SE-scenario is het break-even aantal energiecrises voor het eerste projectalternatief nog relatief aan de hoge kant. Voor het derde projectalternatief bedraagt dit aantal, afhankelijk van de uitgangspunten van de ontwikkeling van de investeringskosten, 1 tot 9.

13.6 Waardering van emissies van NO_x, SO₂ en PM10

In paragraaf 11.2 is uiteengezet dat de ontwikkeling van de vermijdingskosten van de emissies van NO_x, SO₂ en PM10 in de toekomst afhankelijk is van drie elementen: de ontwikkeling van de technologie, de economische groei en daarmee de toename van de uitstoot van deze emissies en de ontwikkeling van de normen door een hogere waardering bij een toenemende welvaart. Omdat we niet weten welke van de ontwikkelingen zal prevaleren, hebben we in de basisvariant verondersteld dat de verschillende effecten elkaar zullen opheffen en de vermijdingskosten en daarmee de waardering van de vermeden emissies derhalve constant gehouden in de tijd. In deze gevoeligheidsanalyse is gerekend met een toename van de waardering van de verschillende emissies met 2% per jaar. Dit komt neer op een verdubbeling van de vermijdingskosten in het jaar 2040.

Tabel 13.41 Projectalternatief 1, GE-scenario variant toename waardering emissies NO_x, SO₂ en PM₁₀			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	12311	Vermeden CO ₂ emissierechten	349
Kosten biomassa	1344	Overige bedrijfseconomische baten	6573
Totaal bedrijfseconomische kosten	13655	Totaal bedrijfseconomische baten	6921
Saldo businesscase	– 6734		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	1126
Totale kosten	13655	Totale baten	8047
Baten minus kosten	– 5608		

Tabel 13.42 Projectalternatief 2, GE-scenario variant toename waardering emissies NO_x, SO₂ en PM₁₀			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	10383	Vermeden CO ₂ emissierechten	327
Kosten biomassa	1845	Overige bedrijfseconomische baten	6907
Totaal bedrijfseconomische kosten	12228	Totaal bedrijfseconomische baten	7233
Saldo businesscase	– 4995		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	883
Totale kosten	12228	Totale baten	8116
Baten minus kosten	– 4111		

Tabel 13.43 Projectalternatief 3, GE-scenario variant toename waardering emissies NO_x, SO₂ en PM₁₀			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	8435	Vermeden CO ₂ emissierechten	212
Kosten biomassa	1342	Overige bedrijfseconomische baten	5661
Totaal bedrijfseconomische kosten	9777	Totaal bedrijfseconomische baten	5873
Saldo businesscase	– 3904		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	802
Totale kosten	9777	Totale baten	6674
Baten minus kosten	– 3102		

Tabel 13.44 Projectalternatief 1, SE-scenario variant toename waardering emissies NO_x, SO₂ en PM10			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	11388	Vermeden CO ₂ emissierechten	2321
Kosten biomassa	1204	Overige bedrijfseconomische baten	6775
Totaal bedrijfseconomische kosten	12592	Totaal bedrijfseconomische baten	9096
Saldo businesscase	– 3496		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	753
Totale kosten	12592	Totale baten	9849
Baten minus kosten	– 2743		

Tabel 13.45 Projectalternatief 2, SE-scenario variant toename waardering emissies NO_x, SO₂ en PM10			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	9675	Vermeden CO ₂ emissierechten	2246
Kosten biomassa	1868	Overige bedrijfseconomische baten	6376
Totaal bedrijfseconomische kosten	11543	Totaal bedrijfseconomische baten	8621
Saldo businesscase	– 2922		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	556
Totale kosten	11543	Totale baten	9177
Baten minus kosten	– 2366		

Tabel 13.46 Projectalternatief 3, SE-scenario variant toename waardering emissies NO_x, SO₂ en PM10			
Kosten	Mln euro	Baten	Mln euro
Kosten windenergie op land en windenergie op zee	7726	Vermeden CO ₂ emissierechten	2082
Kosten biomassa	1204	Overige bedrijfseconomische baten	5511
Totaal bedrijfseconomische kosten	8930	Totaal bedrijfseconomische baten	7593
Saldo businesscase	– 1337		
Effecten natuur en landschap	pm	Totaal externe effecten	608
Totale kosten	8930	Totale baten	8200
Baten minus kosten	– 730		

De baten nemen bij een hogere waardering van emissies in de tijd zoals eerder beschreven, afhankelijk van het projectalternatief en het scenario, met ruim 200 mln (SE3) tot ca 400 mln euro (GE1) toe.

13.7 Opslag van elektriciteit

In hoofdstuk 6 is uitgebreid aandacht besteed aan de benodigde reservecapaciteit om in de projectalternatieven met een zekere hoeveelheid windenergie op land en windenergie op zee een gelijk niveau aan leveringszekerheid te garanderen als in het nulalternatief waarin de elektriciteits-voorziening met name met conventionele bronnen wordt opgewekt. Een andere mogelijkheid voor het aanhouden van reservecapaciteit, is het gebruiken van opslagbronnen voor elektriciteit. Daarnaast zou elektriciteit uit windstroom kunnen worden opgeslagen wanneer de vraag laag is en het aanbod uit windenergie groot is.

De kosten van opslag van elektriciteit zijn afhankelijk van de schaalgrootte van de installatie en van de frequentie waarmee het opslagsysteem gedurende het jaar wordt gebruikt. Er is nog nauwelijks inzicht in de kostenontwikkeling van (nieuwe innovatieve manieren van) opslag op de langere termijn en in de voordelen die opslagsystemen in een vrije energiemarkt zouden kunnen opleveren (Martinus, 2004). Opslag van elektriciteit bevindt zich wereldwijd nog in een experimentele fase. Mogelijkheden die genoemd worden zijn onder meer het opslaan van elektriciteit in batterijen, het transporteren en vervolgens water omhoog pompen om het daarna in de vorm van elektriciteit uit waterkracht terug te winnen (toegepast in Noorwegen en Groot-Britannië) en het transformeren naar waterstof om het daarna als waterstof te gebruiken (toegepast in IJsland) of het weer terug te transformeren naar elektriciteit. Bij het opslaan van elektriciteit treedt altijd een zeker verlies op.

In het Nederlandse PREGO-project is onderzoek gedaan naar technische mogelijkheden (Stortelder en Van der Veen, 2003) voor de opslag van elektriciteit en de daaraan gekoppelde economische kengetallen. Vervolgens zijn met behulp van het MARKAL-model verschillende scenario's doorgerekend waarbij gekeken is onder welke voorwaarden opslagopties kunnen concurreren met opwekkingsopties. Hierbij is een tijdshorizon tot 2050 gehanteerd. Uit dit onderzoek blijkt dat opslagsystemen op termijn een rol in het energiesysteem van West-Europa kunnen spelen, gegeven de parameters van het onderzoek. De veronderstelde kostendalingen van opslagsystemen, leiden ertoe dat maar één specifiek systeem wordt ingezet voor de opslag uit intermitterende bronnen (wind en zon), te weten de polysulfidebromide (PSB) batterij. Deze batterij heeft een opslagcapaciteit tot ongeveer 500 MW of 5000 MWh en een levensduur van ongeveer 15 jaar. De kosten van het systeem zijn nu rond de 1600 euro/kW, maar verwacht wordt dat deze zullen dalen tot 400 euro/kW in 2050. Met name de combinatie van windenergie en de PSB-batterij lijkt op de (zeer) lange termijn mogelijkheden te bieden.

De PREGO-studie laat zien dat opslag van elektriciteit van invloed is op de aantrekkelijkheid van de inzet van intermitterend vermogen. Andersom blijkt er ook een duidelijke relatie te bestaan: naarmate de rol van intermitterend vermogen groter is, wordt de druk op het ontwikkelen van opslagsystemen ook groter. Desondanks zou opslag van elektriciteit op de langere termijn ook een rol kunnen spelen in een systeem waarin geen intermitterend vermogen aanwezig is.

Samenvattend kan opslag van elektriciteit, op basis van de beschikbare informatie, alleen op de lange termijn een rol spelen. De kosten van opslagsystemen zouden dan sterk moeten dalen om op te wegen tegen de uitgespaarde kosten van de reservecapaciteit en de eventuele additionele opbrengsten van de verkoop van elektriciteit. In de KBA is om die redenen geen rekening gehouden met mogelijkheden van opslag van elektriciteit.

13.8 Buitenland

Import groencertificaten uit het buitenland

Met een systeem van verhandelbare CO₂-emissierechten kan CO₂-uitstoot ook in het buitenland gereduceerd worden. Nu zijn er naast het vastgestelde CO₂-plafond door de EU ook doelstellingen geformuleerd op het gebied van duurzame elektriciteit, de eerder besproken 9% duurzaamheidsdoelstelling in 2010. Elektriciteit uit duurzame bronnen zou ook vanuit het buitenland geïmporteerd kunnen worden. Internationale handel in groencertificaten zou een mogelijkheid zijn om op kosteneffectieve wijze de lokale productie in te vullen tot het niveau waarop het economisch is te importeren. Dit betreft niet noodzakelijkerwijs de import van fysieke groene stroom, maar de import van de groenwaarde van de opgewekte elektriciteit.

De mogelijkheden van import uit het buitenland hangen sterk af van de doelstellingen die andere EU-landen zijn opgelegd en de boetes die vanuit EU-verband worden opgelegd als niet aan deze verplichtingen wordt voldaan. De in 2010 in EU-verband opgelegde percentages hangen per land sterk af van de mogelijkheden in een land om elektriciteit uit duurzame bronnen op te wekken. Voor een land als Oostenrijk, waar opwekking met waterkracht relatief goedkoop is, is een veel hogere doelstelling van 78% opgelegd (percentage elektriciteit opgewekt uit duurzame bronnen) dan voor Nederland (EU, 2001). Indien de kosten van additionele elektriciteitsproductie uit duurzame bronnen in een land boven de opgelegde duurzaamheidsdoelstelling lager zijn dan de productie van duurzame elektriciteit in een ander land om aan de doelstelling te voldoen, dan is voor dat laatste land import van groencertificaten uit het eerste land een kosteneffectievere manier om aan de doelstelling te voldoen dan productie binnen de eigen landsgrenzen. Aangezien alle EU-landen doelstellingen opgelegd hebben gekregen, zal import van groencertificaten uit het buitenland voor Nederland alleen welvaartswinst opleveren als er voldoende mogelijkheden zijn om op een kosteneffectievere wijze te importeren.

Omdat de opgelegde percentages en boetes voor een langere periode voor de landen in de EU niet bekend zijn en de uitkomsten zo sterk afhangen van aannames op dit terrein, zijn de mogelijkheden voor de import van groencertificaten in deze studie niet meegenomen.

13.9 Overzicht gevoeligheidsanalyses

In tabel 13.46 volgt een overzicht van de KBA-saldi van verschillende projectalternatieven in het GE- en het SE-scenario van de zogenaamde 'basisvarianten' en van de uitgevoerde

gevoeligheidsanalyses (zie verder tabel 13.1, besparingen, tabel 13.32, schaduwprijs CO₂, tabel 13.39, break-even aantal energiecrises, tabel 13.40 break-even olieprijs en bijlage B voor een overzicht van de parameters van de verschillende gevoeligheidsanalyses).

Tabel 13.47 Saldi KBA van de projectalternatieven in het GE- en het SE-scenario van verschillende varianten (netto contante waarde 2005 in mln euro)						
Variant	Global Economy			Strong Europe		
	Projectalt. 1	Projectalt. 2	Projectalt. 3	Projectalt. 1	Projectalt. 2	Projectalt. 3
'Basisvariant'	– 6010	– 4410	– 3420	– 3000	– 2540	– 950
Hogere leereffecten	– 5000	– 3740	– 2720	– 1770	– 1600	– 120
10% hogere investeringskosten	– 6770	– 4920	– 3900	– 3700	– 3060	– 1400
Baten 6% verdisconteerd	– 5060	– 3410	– 2600	– 1660	– 1270	+ 170
Baten 6% verdisconteerd en hogere leereffecten	– 4050	– 2740	– 1900	– 430	– 330	+ 1000
Hogere CO ₂ -emissieprijzen				– 2450	– 1970	– 540
Hogere CO ₂ -emissieprijzen en lagere investeringskosten				– 1220	– 1030	+ 290
Hogere CO ₂ -emissieprijzen, baten met 6% verdisconteerd				– 1060	– 650	+ 610
Hogere gasprijzen	– 3860	– 1490	– 1410			
Hogere gasprijzen en hogere leereffecten	– 2850	– 820	– 720			
Hogere gasprijzen en baten met 6% verdisconteerd	– 2590	– 60	– 290			
Hogere waardering emissies NO _x /SO ₂ /PM10 in tijd	– 5610	– 4110	– 3100	– 2740	– 2370	– 730

14 Conclusies

Maatschappelijk rendabel investeren in windenergie op zee vereist een zeer geleidelijke capaciteitsopbouw en een stringent internationaal klimaatbeleid

De aanleg van ongeveer 30 windparken in zee met een totaalvermogen van 6000 MW in 2020 blijkt in alle geanalyseerde varianten maatschappelijk onrendabel te zijn. Zelfs in een scenario met een stringent internationaal klimaatbeleid, flinke kostendalingen door technologische ontwikkeling en een lage disconteringsvoet vanwege voordelen voor voorzieningszekerheid blijft de conclusie dat de maatschappelijke baten van een dergelijke grootschalige en snelle capaciteitsopbouw achterblijven bij de maatschappelijke kosten.

Het beeld wordt anders als gekozen wordt voor een veel rustiger fasering van de capaciteitsopbouw in de tijd, waarbij dan wel sprake zal moeten zijn van een stringent internationaal klimaatbeleid. In een dergelijke situatie kunnen kosten en baten redelijk in balans worden gebracht. De variant waarin een gefaseerde aanleg gecombineerd wordt met een stringent internationaal klimaatbeleid laat weliswaar nog een klein negatief kosten-batensaldo zien, maar via nadere optimalisering van de capaciteitsopbouw in de tijd kan dit tekort worden weggewerkt. Ook blijkt dat, bij wat gunstiger veronderstellingen rondom kostendalingen in de tijd, hogere brandstofprijzen, hogere CO₂-emissiehandelprijzen of een wat lagere disconteringsvoet, deze variant in de plus kan komen.

Op basis van de kosten en baten voor Nederland zou uitstel van aanleg in de rede liggen. Vanuit het oogpunt van Europese doelstellingen op het gebied van duurzame elektriciteit en het bereiken van leereffecten, is een strategie die zich richt op een beperkte capaciteitsopbouw en een sterke fasering te overwegen. Het meer faseren van de aanleg van de windparken op zee is niet alleen gunstig voor de rentabiliteit. De toekomst zal ook meer zicht geven op een aantal belangrijke onzekerheden, zoals de ontwikkeling van de prijs van CO₂-emissierechten door het klimaatbeleid, de aanbodmogelijkheden van niet-conventionele energie en daarmee verbonden effecten op de structurele olieprijs en de ontwikkeling van de investerings- en onderhoudskosten van windenergie op zee. Op basis van de beschikbare informatie lijken de effecten voor de natuur niet groot, maar door een gebrek aan ervaring zijn er wel onzekerheden over de effecten van het op grote schaal toepassen van windenergie op zee.

Investerings- en onderhoudskosten zullen leereffecten met zich meebrengen en daarmee worden dalende in investerings- en onderhoudskosten gerealiseerd. Hiervoor lijken uiteenlopende pilotprojecten interessant, bijvoorbeeld in combinatie met onderzoeksprogramma's. Aangezien de inspanningen van een land op dit gebied ook voordelen voor andere landen meebrengt, ligt afstemming van de inspanningen van de individuele lidstaten in Europa in de rede. Het 'technologie-argument' vraagt met andere woorden om een beleid dat is gericht op kennisontwikkeling en dit vereist geen grootschalige, snelle

capaciteitsopbouw, maar kan evengoed worden ingebed in een strategie van zeer geleidelijke capaciteitsontwikkeling.

Een zeer geleidelijke capaciteitsontwikkeling voorkomt dat grote aanloopverliezen moeten worden genomen, biedt voldoende perspectief om leereffecten te realiseren en zorgt ervoor dat flexibel kan worden ingespeeld op de ontwikkeling van belangrijke onzekerheden rond klimaatbeleid, technologie en structurele aanbodontwikkelingen op de wereldenergiemarkt.

Wereldmarktprijzen van olie bieden de komende decennia onvoldoende perspectief om windenergie op zee rendabel te maken

Tegen de achtergrond van de zeer hoge olieprijs van dit moment, rijst de vraag of met dergelijke olieprijs, met daaraan gekoppeld hoge gasprijs, windenergie op zee niet rendabel zou kunnen worden in een situatie zonder stringent internationaal klimaatbeleid. Als reële prijzen boven de 60 dollar per vat op lange termijn zouden aanhouden, dan zou dit inderdaad het geval zijn. Het is echter niet aannemelijk dat de prijzen op lange termijn zo hoog blijven.

De hoge olieprijs van de laatste tijd is het gevolg van een hoge olievraag en volledige bezetting van de beschikbare productiecapaciteit. Omdat zowel vraag en aanbod op korte termijn nauwelijks reageren op veranderingen in de olieprijs, leidt elke verstoring van de markt tot een sterke prijsreactie. Het aanbod van olie werd in de afgelopen periode onder meer gehinderd door het niet op gang komen van productie in Irak, stakingen in Noorwegen, financiële problemen bij het Russische Yukos, uitval van productiefaciliteiten in de Verenigde Staten door orkanen en sociale onrust in Nigeria en Venezuela. Aangezien tegelijkertijd de mondiale vraag naar olie bleef groeien, onder andere door de economische hoogconjunctuur in China, kan alleen een hoge olieprijs vraag en aanbod met elkaar in evenwicht brengen. De sterke stijging van de olieprijs roept op langere termijn echter reacties op aan zowel de vraag- als de aanbodzijde en deze reacties zorgen voor een neerwaartse druk op de olieprijs. De vraag naar olie zal verminderen via onder meer energiebesparing en substitutie naar andere energiedragers, terwijl het aanbod zal toenemen omdat het winnen van olie in meer productiegebieden (buiten het OPEC-gebied) rendabel is geworden.

Op lange termijn wordt de prijs bepaald door de marktmacht van de OPEC, de marginale winningskosten van de overige producenten en de mondiale vraag naar olie. In een competitieve markt zou een land uit het Midden-Oosten de marginale producent zijn, gezien de enorme reserves die daar aanwezig zijn en de lage kosten van oliewinning; enkele dollars per vat. In zo'n situatie zou de lange-termijnolieprijs op dat niveau liggen. Doordat de grote olieproducerende landen via het OPEC-kartel hun gezamenlijke productie weten te beperken op een niveau ver onder de mondiale olievraag, zijn bedrijven in andere landen, zoals de Verenigde Staten, de marginale producent. De marginale kosten van deze aanbieders liggen op een niveau van rond de vijftien tot twintig dollar per vat. Bij een olieprijs die langdurig boven dat niveau ligt, zullen bedrijven in niet OPEC-landen hun productiecapaciteit uitbreiden, wat nu ook daadwerkelijk gebeurt.

Daarbij komt dat nieuwe technieken voortdurend zorgen voor vergroting van de economisch winbare reserves. Daarnaast zal olie uit de omvangrijke niet-conventionele bronnen, zoals de teerzanden in Canada, in belang toenemen. De marginale kosten van deze bronnen maken non-conventionele velden steeds meer concurrerend met andere bronnen. De beschikbaarheid van olievoorraden is voorlopig nog geen probleem. Tot 2040, de periode die voor de scenario-analyse is beschouwd, zal de omvang van olievoorraden ruim voldoende zijn, zelfs als de mondiale dagelijkse olieconsumptie met 50% stijgt tot het niveau van 155 mln vaten per dag, zoals aangenomen in het GE-scenario.

De basisvariant is uitgevoerd met olieprijsen van structureel 23 tot 28 dollar per vat op basis van de CPB-scenario's. Daarbij is gerekend met een gemiddelde verhouding van de dollar en de euro van 1:1. Diverse internationale organisaties hebben recent hun verwachting voor de structurele olieprijs voor de komende decennia naar boven bijgesteld. Omdat er voor de lange termijn onzekerheden bestaan met betrekking tot diverse factoren die van belang zijn voor de olieprijs op de lange termijn (de hoogte van de marginale kosten van olieproductie in niet-OPEC-landen, de kosten van ontginning niet-conventionele bronnen en daarmee gepaard gaande milieu-effecten, de ontwikkeling van deze kosten door technologische ontwikkeling, de mondiale vraag naar olie en de marktmacht van de OPEC), bestaan er ook onzekerheden over de raming van de lange-termijnolieprijzen. De scenario's van de OESO, de IEA en het CPB schetsen een bandbreedte voor de structurele olieprijsen van 25-35 dollar per vat. Wat hogere structurele olieprijsen zijn echter ook niet uit te sluiten.

In een gevoeligheidsanalyse is voor het GE-scenario onderzocht wat een verhoging van de olieprijs van gemiddeld 25 dollar per vat naar structureel 40 dollar per vat zou betekenen. Ook is bekeken bij welke olieprijs de kosten van het project opwegen tegen de baten. Dit 'break-even point' ligt voor het project waar de 6000 MW in 2020 gereed is, tussen 60 en 70 dollar per vat olie gemiddeld voor de periode 2010-2040. In een variant met een gunstiger mix van duurzame elektriciteitsbronnen met een totaal equivalent van 6000 MW ligt het 'break-even point' nog altijd tussen 45 en 48 dollar per vat. Indien wordt uitgegaan van de huidige dollarkoers van ca 1,20 dollar voor één euro, dan zouden de 'break-even points' nog hoger liggen. Daarnaast is onderzocht wat de gevolgen zouden zijn van een crisis op de olie- en gasmarkt van 1 jaar met dubbele prijzen als gevolg. In beide varianten in het GE-scenario blijven de kosten duidelijk uitgaan boven de baten.

In het SE-scenario zijn geen varianten gemaakt met hogere olieprijsen. In dit scenario zorgen hoge en in de tijd sterk stijgende CO₂-prijzen voor een forse demping van de vraag naar olie. Dit effect is zo sterk dat de mondiale vraag naar olie nauwelijks meer toeneemt in de komende decennia. Aangezien geen impuls van de vraagzijde uitgaat, liggen hoge (kale) structurele olieprijsen in dit scenario niet in de rede. Wel is voor het SE-scenario berekend wat de gevolgen zijn van het optreden van crises zoals hierboven beschreven op het saldo van kosten en baten. Om de baten en kosten met elkaar in evenwicht te brengen zou, afhankelijk van de aannames over de daling van de investeringskosten, 9 tot 17 van deze crises moeten

plaatsvinden tot 2040 voor de eerste twee projectvarianten. De prijzen zouden in dat geval dus voor een derde tot de helft van de tijd boven de 50 dollar per vat moeten liggen. Voor projectvariant 3, waarin de windparken meer gefaseerd worden aangelegd, komen, wederom afhankelijk van de aannames over de daling van de investeringskosten, de kosten en baten met elkaar in balans indien 1 tot 9 van deze crises zouden optreden in een periode van 35 jaar. Dit versterkt de conclusie dat de ontwikkelingen op de olie- en gasmarkt alléén onvoldoende perspectief biedt om windenergie op zee maatschappelijk rendabel te maken. Een stringent internationaal klimaatbeleid is daarvoor een noodzakelijke voorwaarde.

Bij verhandelbare emissierechten zorgt gesubsidieerde ontwikkeling van windenergie op zee voor verdringing van andere maatregelen om CO₂ te reduceren

Er bestaat een belangrijke samenhang tussen het gesubsidieerd ontwikkelen van windenergie op zee en het Europese systeem van verhandelbare rechten. Bij het handelssysteem wordt een CO₂ plafond bepaald, waarna de CO₂-prijs vervolgens wordt bepaald door vraag en aanbod op de markt. Het effect van het aanleggen van een windpark op zee is dan dat de vraag naar CO₂ -rechten gaat afnemen (voor windenergie op zee hoeven geen rechten te worden gekocht, terwijl dit voor de gesubsitueerde conventionele energie wel geldt), waarmee ook de CO₂ -prijs enigzins gaat dalen. Het CO₂-plafond blijft gehandhaafd, zodat uiteindelijk de (gesubsidieerde) windenergie de marginale besparingoptie verdringt. De winst zit dan in het uitsparen van de aanschaf van CO₂-rechten, niet in minder CO₂-uitstoot, want deze wordt uitsluitend bepaald door het emissieplafond van het handelssysteem.

Windenergie op zee mogelijk na 2025 bedrijfseconomisch rendabel bij een stringent internationaal klimaatbeleid

De reden dat uitstel c.q. sterke fasering van de investeringen zo belangrijk is voor het resultaat van de KBA, is dat de kosten van deze vrij nieuwe technologie in de tijd nog belangrijk zullen dalen, terwijl de baten in de vorm van vermeden kosten van CO₂-uitstoot in de tijd juist toenemen. Indien het huidige Europese systeem van verhandelbare rechten wordt gehandhaafd en verder wordt uitgewerkt, dan zal - bij een gegeven emissieplafond - sprake zijn van stijgende prijzen van CO₂-rechten in de tijd. Deze rechten moeten worden gekocht en betaald door producenten die conventionele energiebronnen benutten. De concurrentiepositie van windenergie op zee zal in die situatie stelselmatig verbeteren in de tijd: conventionele energieopwekking wordt steeds duurder door het klimaatbeleid, terwijl windenergie op zee juist goedkoper wordt door technologische ontwikkeling. Aangezien met windenergie op zee nog vrij weinig ervaring is opgedaan, liggen hier meer mogelijkheden voor technische vooruitgang en bijbehorende kostendalingen dan geldt bij meer beproefde technieken. Een relatief gunstiger kostenontwikkeling zorgt ervoor dat windenergie op zee ook terrein kan winnen ten opzichte van sommige andere duurzame bronnen.

De analyses laten zien dat als er een stringent internationaal klimaatbeleid wordt gevoerd, windenergie op zee na 2025 bedrijfseconomisch rendabel kan worden. Dit betekent dat vanaf

dat moment *zonder enige vorm van subsidie* of andere bijzondere duurzaamheidsmaatregelen, de energievoorziening vanzelf zal verduurzamen. Windenergie op zee - en sommige andere duurzame energiebronnen - wordt eenvoudigweg lucratiever voor marktpartijen dan het gebruiken van conventionele energiebronnen. Hierin ligt uiteraard ook de kracht van marktconforme instrumenten, zoals verhandelbare CO₂-rechten. Via de prijs worden gedragsveranderingen opgeroepen bij zowel consumenten als producenten, waarbij de diverse reacties in de vorm van energiebesparingen en verduurzaming van het aanbod efficiënt in de tijd tot stand kunnen komen. Indien de olieprijs structureel hoger zijn, zou windenergie op zee eerder rendabel kunnen worden.

Gunning van locaties op de zee roept bijzondere mededingingsvragen op

Mogelijkheden voor bedrijfseconomisch rendabele productie na 2025, zullen in de periode daarna kunnen uitmonden in mogelijkheden voor het realiseren van overwinsten. Aangezien het aantal geschikte locaties niet oneindig is en sommige locaties kwalitatief gunstiger zijn voor het exploiteren van windenergie op zee dan andere, zal de gunning van locaties met extra aandacht moeten worden gezien vanuit het oogpunt van mededinging. Concessies met een beperkte looptijd in combinatie met subsidies zou een route kunnen zijn voor de komende jaren, waarin een bedrijfseconomisch rendabele exploitatie nog niet mogelijk is. De vergunningen die momenteel worden afgegeven hebben ook een beperkte looptijd. Bij een stringent internationaal klimaatbeleid en kostendalingen in de tijd komt bedrijfseconomisch winstgevend exploitatie in beeld en mogelijkheden om op sommige locaties overwinsten te realiseren. De overheid zal met andere woorden greep moeten houden op de schaarse locaties om de schaarse rechten in de toekomst op een efficiënte wijze te kunnen alloceren. Veilen van schaarse rechten lijkt in die toekomstsituatie de meest aangewezen route.

Europese duurzame-elektriciteitsdoelstelling zorgt voor hoge maatschappelijke kosten

Naast het systeem van verhandelbare rechten, zijn in Europees verband ook aparte duurzaamheidsdoelstellingen geformuleerd voor de diverse lidstaten. Zo heeft Nederland tot taak om in 2010 9% van de elektriciteitsopwekking via duurzame bronnen te realiseren. Windenergie op zee kan een rol spelen om in een deel van die doelstelling te voorzien.

Hierboven is betoogd dat een systeem van verhandelbare rechten bij een stringent internationaal klimaatbeleid op termijn vanzelf een verduurzaming van de energieopwekking zal veroorzaken. Via het systeem worden de publieke normen opgelegd (de emissieplafonds), waarna mogelijkheden voor energiebesparing en verduurzaming van het aanbod in de tijd worden geoptimaliseerd.

De duurzaamheidseis impliceert dat een (belangrijk) deel van de beperking van uitstoot van CO₂ via 'duurzame' instrumenten moet plaatsvinden en daarmee niet via besparingsopties mag worden gerealiseerd. Op dit moment zijn de kosten van duurzame instrumenten echter aanzienlijk hoger dan die van de meeste kosteneffectieve besparingsopties.

Zoals betoogd, zal dit beeld in de tijd gaan veranderen en bij een vasthoudend internationaal klimaatbeleid na 2025 zelfs van teken gaan veranderen: duurzaam in de vorm van windenergie op zee zal dan goedkoper worden dan verschillende besparingsopties. De EU-regelgeving leidt daarmee vooral tot het naar voren halen van investeringen in duurzame energie ten koste van het niet realiseren of naar achteren schuiven van besparingsopties. Zo moeten hoge aanloopverliezen worden genomen voor voornamelijk tijdelijke extra ontwikkeling van duurzame energiebronnen.

Reservecapaciteit is geen knelpunt voor ontwikkeling van windenergie op zee

In het maatschappelijk debat over windenergie wordt vaak gewezen op het nadeel van de windgevoeligheid van deze vorm van energieopwekking. Zowel bij te weinig als te veel wind stopt de energieproductie. Om toch voldoende leveringszekerheid te kunnen garanderen, is het dan nodig om reservecapaciteit aan te houden en hieraan zijn kosten verbonden. Uit de berekeningen in de KBA komt naar voren dat de kosten van het aanhouden van een adequate reservecapaciteit, waarbij is uitgegaan van een norm voor de leveringszekerheid zoals die gebruikelijk is bij conventionele elektriciteitsproductie, niet meer bedragen dan 5 à 6% van de totale investerings- en onderhoudskosten. De reservecapaciteit is zo gezien geen knelpunt bij de verdere ontwikkeling van windenergie op zee.

Ervaringsfeiten windparken op zee wijzen op geringe effecten voor natuur en milieu, maar de effecten van een groot aantal windparken op de Noordzee zijn nog onduidelijk

Op basis van ervaringen bij een reeds aangelegd windpark in Denemarken en de situatie in de Noordzee zijn studies gedaan naar mogelijke effecten van de aanleg van windparken op de Noordzee voor vogels, vissen, zoogdieren en het bodemleven. Hoewel op basis van deze studies de effecten voor de natuur van windparken op zee niet groot lijken, bestaan er onzekerheden op dit punt omdat er nog weinig ervaring is opgedaan. De effecten van een groot aantal windparken op de Noordzee zouden kunnen verschillen van die van een gering aantal parken. Deze onzekerheden versterken het voordeel van een gefaseerde aanleg.

Windenergie op zee vanuit financieel-economisch oogpunt te prefereren boven het meestoken van biomassa in kolencentrales

Een opvallend resultaat is dat bij in deze analyse de gedane aannames wat betreft levensduur, kosten van brandstof e.d. met betrekking tot de duurzame technologieën, op basis van een bedrijfseconomische afweging, alleen windenergie op land en, na 2010, het bijstoken van biomassa in gascentrales te prefereren is boven windenergie op zee. De meeste andere duurzame technologieën, waaronder het meestoken van biomassa in kolencentrales - in Nederland een relatief veelgebruikte technologie - zijn vanuit financieel-economisch oogpunt minder rendabel. Het bereiken van een relatief hoog percentage aan duurzame elektriciteit in

Nederland³⁸ is gezien de beperkte potentiën van andere duurzame technologieën alleen te bereiken met een groot aandeel aan windenergie op zee. Voor een vergelijking van windenergie op zee en windenergie op land moet wel bedacht worden dat er met windenergie op land nog kosten gemoeid zullen zijn op landschappelijk gebied en in de sfeer van de ruimtelijke ordening. Deze effecten van windenergie op land zijn in de KBA niet gewaardeerd. Zij zijn naar verwachting beperkt, omdat er vanuit is gegaan dat er bij de plaatsing van de windturbines rekening mee wordt gehouden en grote effecten op dit terrein zoveel mogelijk worden beperkt.

³⁸ In de projectalternatieven bedraagt dit percentage 13-15% van de elektriciteitsconsumptie in Nederland in 2020. Dit percentage bedraagt in de EU-doelstelling voor 2010, zoals gemeld, 9%

Bijlage A Overzicht duurzame elektriciteitsproductie

Tabel 14.1 Duurzame elektriciteitsproductie (GWh) in 2020 en 2040 in het Global Economy scenario								
	Nulalternatief		Project 1		Project 2		Project 3	
	2020	2040	2020	2040	2020	2040	2020	2040
Windenergie op zee	737		20967	20967	13917	13917	10467	20967
Windenergie op land					6000	6000		
Biomassa meestook								
Biomassa bijstook					1050	1050		
Zelfstandige biomassa-installaties			300		300	300	300	
Overig duurzaam	1613	1549	1688	1688	1688	1688	1688	1688
Totaal duurzaam	2350	1549	22955	22655	22955	22955	12455	22655

Tabel 14.2 Duurzame elektriciteitsproductie (GWh) in 2020 en 2040 in het Strong Europe scenario								
	Nulalternatief		Project 1		Project 2		Project 3	
	2020	2040	2020	2040	2020	2040	2020	2040
Windenergie op zee	737	737	20967	20967	15917	15917	10467	20967
Windenergie op land					4000	4000		
Biomassa meestook		5700		5740		5740		5740
Biomassa bijstook		2100		2100	1050	2100		2100
Zelfstandige biomassa-installaties			300		300		300	
Overig duurzaam	1605	1552	1688	1688	1688	1688	1688	1688
Totaal duurzaam	2342	10129	22955	30495	22954	29444	12455	30495

Bijlage B Overzicht uitgevoerde gevoeligheidsanalyses

Tabel B1 Overzichtstabel uitgevoerde gevoeligheidsanalyses		
Variant	'Basisvariant'	Gevoeligheidsanalyse
Hogere leereffecten	Progress ratio (PR) snel lerende component: 93% PR langzaam lerende component: 97%	Progress ratio (PR) snel lerende component: 85% PR langzaam lerende component: 90%
10% hogere investeringskosten	Initiële investeringskosten windenergie op zee: 2000 €/kW	Initiële investeringskosten windenergie op zee: 2200€/kW
Baten 6% verdisconteerd	Kosten en baten tegen 7% verdisconteerd	Kosten tegen 7% verdisconteerd, baten tegen 6% verdisconteerd
Baten 6% verdisconteerd en hogere leereffecten	Kosten en baten tegen 7% verdisconteerd PR snel lerende component: 93% PR langzaam lerende component: 97%	Kosten tegen 7% verdisconteerd, baten tegen 6% verdisconteerd PR snel lerende component: 85% PR langzaam lerende component: 90%
Hogere CO ₂ -emissieprijzen (alleen in SE-scenario)	CO ₂ prijs 2005: 2 €/ton CO ₂ prijs 2010: 7 €/ton CO ₂ prijs 2015: 11 €/ton CO ₂ prijs 2020: 11 €/ton CO ₂ prijs 2025: 34.5 €/ton CO ₂ prijs 2030: 58 €/ton CO ₂ prijs 2035: 71 €/ton CO ₂ prijs 2040: 84 €/ton	CO ₂ prijs 2005: 25 €/ton CO ₂ prijs 2010: 25 €/ton CO ₂ prijs 2015: 25 €/ton CO ₂ prijs 2020: 25 €/ton CO ₂ prijs 2025: 34.5 €/ton CO ₂ prijs 2030: 58 €/ton CO ₂ prijs 2035: 71 €/ton CO ₂ prijs 2040: 84 €/ton
Hogere CO ₂ -emissieprijzen en lagere investeringskosten (alleen in SE-scenario)	CO ₂ prijs 2005: 2 €/ton CO ₂ prijs 2010: 7 €/ton CO ₂ prijs 2015: 11 €/ton CO ₂ prijs 2020: 11 €/ton CO ₂ prijs 2025: 34.5 €/ton CO ₂ prijs 2030: 58 €/ton CO ₂ prijs 2035: 71 €/ton CO ₂ prijs 2040: 84 €/ton PR snel lerende component: 93% PR langzaam lerende component: 97%	CO ₂ prijs 2005: 25 €/ton CO ₂ prijs 2010: 25 €/ton CO ₂ prijs 2015: 25 €/ton CO ₂ prijs 2020: 25 €/ton CO ₂ prijs 2025: 34.5 €/ton CO ₂ prijs 2030: 58 €/ton CO ₂ prijs 2035: 71 €/ton CO ₂ prijs 2040: 84 €/ton PR snel lerende component: 85% PR langzaam lerende component: 90%
Hogere CO ₂ -emissieprijzen, baten met 6% verdisconteerd (alleen in SE-scenario)	CO ₂ prijs 2005: 2 €/ton CO ₂ prijs 2010: 7 €/ton CO ₂ prijs 2015: 11 €/ton CO ₂ prijs 2020: 11 €/ton CO ₂ prijs 2025: 34.5 €/ton CO ₂ prijs 2030: 58 €/ton CO ₂ prijs 2035: 71 €/ton CO ₂ prijs 2040: 84 €/ton Baten tegen 7% verdisconteerd	CO ₂ prijs 2005: 25 €/ton CO ₂ prijs 2010: 25 €/ton CO ₂ prijs 2015: 25 €/ton CO ₂ prijs 2020: 25 €/ton CO ₂ prijs 2025: 34.5 €/ton CO ₂ prijs 2030: 58 €/ton CO ₂ prijs 2035: 71 €/ton CO ₂ prijs 2040: 84 €/ton Baten tegen 6% verdisconteerd

Tabel B1 Vervolg overzichtstabel

Variant	'Basisvariant'	Gevoeligheidsanalyse
Hogere gasprijzen (alleen in GE-scenario)	Gasprijs 2005: 3.7 €/GJ (gigajoule) Gasprijs 2010: 3.7 €/GJ Gasprijs 2015: 4.0 €/GJ Gasprijs 2020: 4.3 €/GJ Gasprijs 2025: 4.6 €/GJ Gasprijs 2030: 4.9 €/GJ Gasprijs 2035: 5.3 €/GJ Gasprijs 2040: 5.7 €/GJ (op basis van olieprijsen van 23 tot 28 dollar per vat in periode 2005-2040)	Gasprijs ca 40% tot 75% hoger (op basis van een structurele olieprijs van 40 dollar per vat voor de komende decennia)
Hogere gasprijzen en baten met 6% verdisconteerd (alleen in GE-scenario)	Gasprijs 2005: 3.7 €/GJ (gigajoule) Gasprijs 2010: 3.7 €/GJ Gasprijs 2015: 4.0 €/GJ Gasprijs 2020: 4.3 €/GJ Gasprijs 2025: 4.6 €/GJ Gasprijs 2030: 4.9 €/GJ Gasprijs 2035: 5.3 €/GJ Gasprijs 2040: 5.7 €/GJ (op basis van olieprijsen van 23 tot 28 dollar per vat in periode 2005-2040) Kosten en baten tegen 7% verdisconteerd	Gasprijs ca 40% tot 75% hoger (op basis van een structurele olieprijs van 40 dollar per vat voor de komende decennia) Kosten tegen 7% verdisconteerd Baten tegen 6% verdisconteerd
Hogere waardering emissies NO _x /SO ₂ /PM10 in tijd	Vermijdingskosten constant (NO _x 7 euro/kg, SO ₂ 5 euro/kg en PM10 207 euro/kg)	toename vermijdingskosten van 2% per jaar (verdubbeling waardering in 2040 ten opzichte van 2005)

Bijlage C Uitgebreide tabellen maatschappelijke kosten en baten projectalternatieven

Tabel C1 Projectalternatief 1, GE-scenario			
Kosten (mln euro)		Baten (mln euro)	
Totaal kosten Windenergie op land en windenergie op zee	12313	Bedrijfseconomische baten	6921
		w.v. Vermeden CO ₂ -emissierechten	349
w.v. Winenergie op zee investeringen	7619	Overige baten	6573
Windenergie op zee onderhoudskosten	3402		
Kosten netverzwaring	195		
Windenergie op land investeringen	439		
Windenergie op land onderhoudskosten	114		
Reservecapaciteit wind	545		
Totaal kosten biomassa meestook	904		
w.v. Investeringskosten	145		
Onderhoudskosten	152		
Brandstofkosten	606		
Totaal kosten biomassa bijstook	0		
w.v. Investeringskosten	0		
Onderhoudskosten	0		
Totaal kosten zelfst. biomassacentrales	438		
w.v. Investeringskosten	86		
Onderhoudskosten	144		
Brandstofkosten	208		
Totaal bedrijfseconomische kosten	13655	Totaal bedrijfseconomische baten	6921
Saldo businesscase: baten minus kosten	- 6733		
Totaal externe effecten	pm	Totaal externe effecten	724
w.v. Effecten natuur en landschap WOL	pm	w.v. Vermeden NO _x -emissie	512
Effecten natuur en landschap WOZ	pm	Vermeden SO ₂ emissie	91
		Vermeden PM10 emissie	121
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	13655	Totale baten	7645
Baten minus kosten	- 6010		

Tabel C2 Projectalternatief 2, GE-scenario			
Kosten (mln euro)		Baten (mln euro)	
Totaal kosten Windenergie op land en windenergie op zee	10383	Bedrijfseconomische baten	7233
		w.v. Vermeden CO ₂ -emissierechten	327
w.v. Windenergie op zee investeringen	5041	Overige baten	6907
Windenergie op zee onderhoudskosten	2227		
Kosten netverzwaring	128		
Windenergie op land investeringen	1579		
Windenergie op land onderhoudskosten	789		
Reservecapaciteit wind	620		
Totaal kosten biomassa meestook	904		
w.v. Investeringskosten	145		
Onderhoudskosten	152		
Brandstofkosten	606		
Totaal kosten biomassa bijstook	503		
w.v. Investeringskosten	209		
Onderhoudskosten	294		
Totaal kosten zelfst. biomassacentrales	438		
w.v. Investeringskosten	86		
Onderhoudskosten	144		
Brandstofkosten	208		
Totaal bedrijfseconomische kosten	12228	Totaal bedrijfseconomische baten	7233
Saldo businesscase: baten minus kosten	– 4994		
Totaal externe effecten	pm	Totaal externe effecten	581
w.v. Effecten natuur en landschap WOL	pm	w.v. Vermeden NO _x -emissie	493
Effecten natuur en landschap WOZ	pm	Vermeden SO ₂ emissie	38
		Vermeden PM10 emissie	50
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	12228	Totale baten	7814
Baten minus kosten	– 4414		

Tabel C3 Projectalternatief 3, GE-scenario			
Kosten (mln euro)		Baten (mln euro)	
Totaal kosten Windenergie op land en windenergie op zee	8435	Bedrijfseconomische baten	5873
		w.v. Vermeden CO ₂ -emissierechten	212
w.v. Windenergie op zee investeringen	4825	Overige baten	5661
Windenergie op zee onderhoudskosten	2558		
Kosten netverzwaring	152		
Windenergie op land investeringen	439		
Windenergie op land onderhoudskosten	114		
Reservecapaciteit wind	348		
Totaal kosten biomassa meestook	904		
w.v. Investeringskosten	145		
Onderhoudskosten	152		
Brandstofkosten	606		
Totaal kosten biomassa bijstook	0		
w.v. Investeringskosten	0		
Onderhoudskosten	0		
Totaal kosten zelfst. biomassacentrales	438		
w.v. Investeringskosten	86		
Onderhoudskosten	144		
Brandstofkosten	208		
Totaal bedrijfseconomische kosten	9777	Totaal bedrijfseconomische baten	5873
Saldo businesscase: baten minus kosten	– 3904		
Totaal externe effecten	pm	Totaal externe effecten	489
w.v. Effecten natuur en landschap WOL	pm	w.v. Vermeden NO _x -emissie	393
Effecten natuur en landschap WOZ	pm	Vermeden SO ₂ emissie	41
		Vermeden PM10 emissie	55
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	9777	Totale baten	6362
Baten minus kosten	– 3415		

Tabel C4 Projectalternatief 1, SE-scenario			
Kosten (mln euro)		Baten (mln euro)	
Totaal kosten Windenergie op land en windenergie op zee	11388	Bedrijfseconomische baten	9096
		w.v. Vermeden CO ₂ -emissierechten	2321
w.v. Windenergie op zee investeringen	7016	Overige baten	6775
Windenergie op zee onderhoudskosten	3257		
Kosten netverzwaring	195		
Windenergie op land investeringen	234		
Windenergie op land onderhoudskosten	79		
Reservecapaciteit wind	607		
Totaal kosten biomassa meestook	766		
w.v. Investeringskosten	50		
Onderhoudskosten	144		
Brandstofkosten	573		
Totaal kosten biomassa bijstook	0		
w.v. Investeringskosten	0		
Onderhoudskosten	0		
Totaal kosten zelfst. biomassacentrales	438		
w.v. Investeringskosten	86		
Onderhoudskosten	144		
Brandstofkosten	208		
Totaal bedrijfseconomische kosten	12592	Totaal bedrijfseconomische baten	9096
Saldo businesscase: baten minus kosten	- 3496		
Totaal externe effecten	pm	Totaal externe effecten	495
w.v. Effecten natuur en landschap WOL	pm	w.v. Vermeden NO _x -emissie	481
Effecten natuur en landschap WOZ	pm	Vermeden SO ₂ emissie	6
		Vermeden PM10 emissie	8
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	12592	Totale baten	9591
Baten minus kosten	- 3000		

Tabel C5 Projectalternatief 2, SE-scenario			
Kosten (mln euro)		Baten (mln euro)	
Totaal kosten Windenergie op land en windenergie op zee	9676	Bedrijfseconomische baten	8621
		w.v. Vermeden CO ₂ -emissierechten	2246
w.v. Windenergie op zee investeringen	5291	Overige baten	6376
Windenergie op zee onderhoudskosten	2400		
Kosten netverzwaring	192		
Windenergie op land investeringen	720		
Windenergie op land onderhoudskosten	506		
Reservecapaciteit wind	566		
Totaal kosten biomassa meestook	766		
w.v. Investeringskosten	50		
Onderhoudskosten	144		
Brandstofkosten	573		
Totaal kosten biomassa bijstook	664		
w.v. Investeringskosten	262		
Onderhoudskosten	402		
Totaal kosten zelfst. biomassacentrales	438		
w.v. Investeringskosten	86		
Onderhoudskosten	144		
Brandstofkosten	208		
Totaal bedrijfseconomische kosten	11543	Totaal bedrijfseconomische baten	8621
Saldo businesscase: baten minus kosten	- 2922		
Totaal externe effecten	pm	Totaal externe effecten	387
w.v. Effecten natuur en landschap WOL	pm	w.v. Vermeden NO _x -emissie	393
Effecten natuur en landschap WOZ	pm	Vermeden SO ₂ emissie	- 2
		Vermeden PM10 emissie	- 3
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	11543	Totale baten	9009
Baten minus kosten	- 2535		

Tabel C6 Projectalternatief 3, SE-scenario			
Kosten (mln euro)		Baten (mln euro)	
Totaal kosten Windenergie op land en windenergie op zee	7726	Bedrijfseconomische baten	7593
		w.v. Vermeden CO ₂ -emissierechten	2082
w.v. Windenergie op zee investeringen	4416	Overige baten	5511
Windenergie op zee onderhoudskosten	2433		
Kosten netverzwaring	152		
Windenergie op land investeringen	234		
Windenergie op land onderhoudskosten	79		
Reservecapaciteit wind	413		
Totaal kosten biomassa meestook	766		
w.v. Investeringskosten	50		
Onderhoudskosten	144		
Brandstofkosten	573		
Totaal kosten biomassa bijstook	0		
w.v. Investeringskosten	0		
Onderhoudskosten	0		
Totaal kosten zelfst. biomassacentrales	438		
w.v. Investeringskosten	86		
Onderhoudskosten	144		
Brandstofkosten	208		
Totaal bedrijfseconomische kosten	8930	Totaal bedrijfseconomische baten	7593
Saldo businesscase: baten minus kosten	-1337		
Totaal externe effecten	pm	Totaal externe effecten	384
w.v. Effecten natuur en landschap WOL	pm	w.v. Vermeden NO _x -emissie	376
Effecten natuur en landschap WOZ	pm	Vermeden SO ₂ emissie	3
		Vermeden PM10 emissie	5
		Indirecte effecten	0
Totale kosten	8930	Totale baten	7976
Baten minus kosten	- 954		

Literatuur

- Akershoek K, F. van Dijk, F. Schenk, Aanvaringsrisico's van vogels met moderne grote windturbines, Studentenverslag van slachtofferonderzoek in drie windparken in Nederland, Bureau Waardenburg bv, Van Hall instituut, Universiteit Wageningen, 2005.
- Awerbuch, S. and M. Berger, 2003, Applying portfolio theory to EU electricity planning and policy-making IEA/EET Working Paper, EET/2003/03.
- Awerbuch, 2003, The True Cost of Fossil-Fired Electricity in the EU: a CAPM-based Approach, MIMEO 2003.
- Baker Hughes Rig Counts, www.bakerhughes.com.
- Beck, J.P., R.J.M. Folkert en W.L.M. Smeets, 2004, Beoordeling van de Uitvoeringsnotitie Emissieplafonds verzuring en grootschalige luchtverontreiniging 2003, RIVM-rapport 500037003, Bilthoven.
- Beck, J.P., J.A. Annema, W. Blom, R.M.M. van den Brink, P. Hammingh en W.L.M Smeets, 2005, Effecten van aanvullende maatregelen op luchtkwaliteit, MNP Bilthoven.
- Berry, D., 2005, Renewable energy as a natural gas price hedge: the case of wind, *Energy Policy* nr. 33, Scottsdale, USA.
- Bohi et al., 1996, *The Economics of Energy Security*, Kluwer Academics Publisher.
- Bollen, J., T. Manders and M. Mulder, 2004, *Four Futures for Energy Markets and Climate Change*, CPB, Den Haag.
- Brasseur, S. et al, 2004, Baseline data on the harbour porpoise, *Phocoena phocoena*, in relation to the intended wind farm site NSW, in the Netherlands, Alterra.
- CE, 2002, Update schaduw prijzen financiële waardering van milieu-emissies op basis van Nederlandse overheidsdoelen, Delft.
- Cleijne, J.W., H.K. Hutting, S.A.W.M. Peters and R.L. Otter, 1998, Functionele eisen van offshore windparken, KEMA Sustainable, Arnhem.
- Cowdroy, S., J. Hill and M. Halliday, 2005, Study on the Development of the Offshore Grid for Connection of the Round Two Wind Farms, Econnect Ltd, Londen.

Commissie Risicowaardering, 2003, Risicowaardering bij publieke investeringsprojecten.

CPB, *Energy Policies and Risks on Energy Markets: a cost-benefit analysis*, 2004.

CPB, 'Vier vergezichten op Nederland: Productie, arbeid en sectorstructuur in vier scenario's', 2004.

CPB, 'Four futures of Europe', 2004.

Datastream, Thomson Financial Limited.

Desholm, M. and Kahlert, J., Avian collision risk at an offshore wind farm, *Biology Letters*, 18 april 2005.

Diamond, P.A. and J.A. Hausman, 1994, Contingent valuation: is some number better than no number?, *Journal of Economic Perspectives*, vol. 8, 45-64.

Duwind, 2001, Offshore Wind Energy Ready to power a Sustainable Europe, Delft University Wind Energy Research Institute, Delft.

DWI, 2004, WindEnergy Study 2004: Assessment of the Wind Energy Market until 2012, Deutsches Windenergie Institut, Wilhelmshaven.

ECN, MNP, 2005, Referentieramingen energie en emissies 2005 - 2020, Amsterdam/Petten.

The Economist, 2003, There's oil in them thar sands!, 26 juni 2003

EEC, 2000, Green Paper: Towards a European strategy for the security of energy supply, European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, Brussels.

EEX (European Energy Exchange in Leipzig), 2005, prijsindex voor EUA (European Union Allowances).

Eijgenraam, J.J., C.C. Koopmans, P.J.G. Tang en A.C.P. Verster, *Evaluatie van infrastructuurprojecten Leidraad voor kosten-batenanalyse*, CPB en NEI, Sdu Uitgevers, Den Haag.

Elhorst, J. Paul, Arjan Heyma, Carl C. Koopmans en Jan Oosterhaven, 2004, Indirecte Effecten Infrastructuurprojecten: aanvulling op de leidraad OEI (www.minvenw.nl/oei)

Europese Commissie, DG XII, Science, research and development, 1998, volume XX, national implementation.

Europese Commissie, DG XII, Science, research and development, 1998, methodology report.

EU, 2003, External Costs: Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport, EUR 20198, Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.

EU, 2001, Directive 2001/77/EC of the European parliament and of the council of September 27, 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market.

European Wind Energy Association: Wind Power Targets For Europe, oktober 2003.

EWEA, 2003, Wind Energy THE FACTS: An analysis of wind energy in the EU25, The European Wind Energy Association, Brussel.

EWEA, 2003, Wind power targets for Europe: 75.000 MW by 2010, The European Wind Energy Association, Brussel.

Giegel, G., 2000, On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe, dissertatie.

Grift, R.E. et al, Base line studies North Sea wind farms: Final report pelagic fish, RIVO, 24 juni 2004.

Grubb, M., L. Butler en G. Sinden, 2005, Diversity and Security in UK Electricity Generation: The Influence of Low Carbon Objectives, Cambridge Working Papers in Economics 0511, Department of Applied Economics, University of Cambridge.

Harmsen, R. en E.J.W. van Sambeek, 2003, Kosten van Duurzame Elektriciteit: Learning Curves, ECN, ECN-C--03-074/H.

Herman, S.A. en J.T.G. Pierik, 2004, Locaties en opwekkosten van 6000 MW offshore windenergie: Revisie maart 2004, ECN, ECN-CX--04-051.

Hirsch, R.L., R. Bezdek, R. Wendling, 2005, Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation & Risk Management, DOE NETL, Washington.

IEA, 2001, World Energy Outlook, Parijs, IEA/OECD

IEA, 2004, World Energy Outlook, Parijs, IEA/OECD

IEA, 2004, Biofuels for transport: an International Perspective, Parijs, IEA/OECD.

IEA, Oil Market Report, diverse maanden, IEA/OEC

IMF, 2005, World Economic Outlook, April 2005-09-13

IVM, Vrije Universiteit Amsterdam, 1997, ExternE national implementation the Netherlands.

Junginger, M., A. Faaij en W. Turkenburg, 2004, Wind engineering volume 28, no1, 2004 pp 97-118, Cost reduction prospects for offshore wind farms.

Junginger, M., Faaij, A., Turkenburg, W., Global experience curves for wind farms, *Energy Policy* 33 (2005) 133-150, 2005.

Kahneman, D., J.L. Knetsch and R.H. Thaler, 1990, Experimental Tests of the Endowment Effect and the Coase Theorem, *Journal of Political Economy*, vol. 98, 1325-1348.

Kingma, D., M. Mulder, De huidige olieprijs is slechte indicator voor de toekomst, *ESB*, 10 december 2004, blz. 598-600.

Kooijman, H.J.T. en E.J.W. van Sambeek, 2003, Kosten duurzame elektriciteit: windenergie op zee, ECN-C--03-074/B.

Lukkes, Prof. dr. P., 2003, Iewiewaaiweg: Sociaal-geografische maatschappelijke kosten-batenanalyse van windenergie, Stichting Frija, Sumar(Fr).

Lijesen, M.G. en B. Vollaard, 2004, Capacity to spare? A cost-benefit approach to optimal spare capacity in electricity production, CPB Document 60.

G.H. Martinus, 2004, De concurrentiekracht van elektriciteitsopslag, een analyse met MARKAL in het kader van het Programma Elektriciteitsnetwerk Gebruikers Onderzoek (PREGO), ECN-C--04-005.

Milligan, M.R. and M.S. Graham, 1996, An Enumerated Probabilistic Simulation Technique and Case Study: Integrating Wind Power into Utility Production Cost Models, NREL, Denver, Colorado.

- Ministerie van Economische Zaken, 2004, Connect 6.000 MW, ministerie van Economische Zaken, Den Haag.
- Ministerie van Economische Zaken, 2005, Nu voor later, Energierapport 2005, Den Haag.
- Morgan C.A., H.M. Snodin and N.C. Scott, 2003, Offshore Wind, Economies of scale, engineering resources and load factors, Garrad Hassan and Partners Ltd.
- Nabe, Ch. A., 2000, Capacity Credits for Wind Energy in Deregulated Electricity Markets - Limitations and Extensions, Technische Universität Berlin, Institute of Energy Economics and Management, Berlin.
- NEA, 2005, Projected Costs of Generating Electricity, 2005 Update, Parijs, IEA/OECD.
- Neij, L., The development of the experience curve concept and its application in energy policy assessment, Int. J. Energy Technology and Policy, Vol. 2, Nos. 1/2, 2004.
- OECD, 2000, Experience Curves for Energy Technology Policy, Parijs, IEA/OECD.
- OECD, 2004, Oil price developments: drivers, economic consequences and policy responses, chapter IV, OECD *Economic Outlook*, no. 76, december 2004.
- OECD, 2005, Projected costs of Generating Electricity, 2005 Update, Parijs, IEA/OECD.
- Pas, F. van de and M. van Alphen, 2004, Prognose Realisatie Duurzame Energie in 2010, Projectbureau Duurzame Energie, Arnhem.
- Platts, 2005, Canadian oil sands production cost to fall 36% to \$7/bbl by 2010, <http://www.platts.com/oil/news/>, 2 september 2005.
- Policy Workshop Committee, 2004, Policy workshop, Development of Offshore Wind Energy in Europe, Background document, ministerie van Economische Zaken, Den Haag.
- RPB, 2003, *Energie is ruimte*, NAI Uitgevers, Rotterdam.
- Rand, 2005, Oil Shale Development in the United States: Prospects and Policy Issues, <http://www.rand.org/publications/MG/MG414/>
- Ruijgrok, W.J.A. en E.J.W. van Sambeek, 2003, Kosten duurzame elektriciteit: Grootchalige inzet van biomassa in centrales, ECN, ECN-C--03-074/C.

Rijkers, F.A.M.J.J. Battjes, F.H.A. Janszen (EUR), M. Kaag (EUR), Powers-simulatie van prijsvorming en investeringsbeslissingen in een geliberaliseerde Nederlandse elektriciteitsmarkt, ECN, ECN-C—01-033, 2001

Sambeek, E.J.W. van, Vries, H.J. de, Pfeiffer, E.A. (KEMA), Cleijne and H. (KEMA), Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties: Advies ten behoeve van de vaststelling van de MEP-subsidies voor de periode juli tot en met december 2006 en 2007, ECN 2004, ECN-C--04-101.

Schekkerman H. et al, Effecten van moderne, grote windturbines op vogels, Onderzoek naar verstoring van watervogels bij het windpark Eemmeerdiijk, Alterra en Bureau Waardenburg BV, 2003

Seebregts, A.J. M.J.J. Scheepers, H.J. de Vries, Baseload elektriciteitsprijzen en brandstofprijzen 2005 tot en met 2020: onderbouwing van de stroomprijs in het advies technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties 2006-2007, ECN-I—04-002, Petten, 2004

Sen, Amartya, 2000, The Discipline of Cost-Benefit Analysis, *Journal of Legal Studies*, vol. XXIX, 931-952.

Stortelder, B.J.M. en W. van der Veen, 2003, Technische en economische karakteristieken van opslagsystemen, Studie in het kader van het Programma Elektriciteitsnetwerk Gebruikers Onderzoek (PREGO), rapport nr. 50361581-PS/SEN 03-3031.

Tarjanne, R., K. Luostarinen, 2003, Competitiveness Comparison of the Electricity production Alternatives, Lappeenranta University of Technology, Lappeenranta.

Tauber, Dr.-Ing. C., 2002, Energie- und volkswirtschaftliche Aspekte der Windenergienutzung in Deutschland, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft 12/2002, Hannover.

Tweede Kamer, Kamerstuk 2003-2004, 28241, nr. 14.

Tweede Kamer, Kamerstuk 2003-2004, 29575, nr. 2.

UCTE, 2004, UCTE Position paper on: Integrating wind power in the european power systems - prerequisites for successfull and organic growth, Brussel.

Vries, H.J. de en E.J.W. van Sambeek, 2004, Schatting van de kostenontwikkeling van offshore windenergie in Nederland en de benodigde Rijksbijdrage voor het halen van 6000 MW in 2020, ECN, ECN-C--04-045.

Wijk, A.J.M. van, 1990, Wind Energy and Electricity production, proefschrift, Utrecht.

Wit, R.C.N., S. de Bruyn, M.J. Blom, B.E. Kampman, I. de Keizer and L.C. De Boer, 2003, Policy options for improving security of energy supply, background document, CE, Delft.

[Http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html).

[Http://www.electrabel.nl/content/mybusiness/businessnews/editie_achtentwintignulvijf_nl.asp](http://www.electrabel.nl/content/mybusiness/businessnews/editie_achtentwintignulvijf_nl.asp).

[Http://www.emissieprijzen.nl](http://www.emissieprijzen.nl).