

# Contra-expertise op ECN/Kema-advies SDE wind op land

Eindrapport

Opdrachtgever: NWEA

ECORYS Nederland BV

Koen Rademaekers  
Nicolai van Gorp

Rotterdam, 27 februari 2009



ECORYS Nederland BV  
Postbus 4175  
3006 AD Rotterdam  
Watermanweg 44  
3067 GG Rotterdam

T 010 453 88 00  
F 010 453 07 68  
E [netherlands@ecorys.com](mailto:netherlands@ecorys.com)  
W [www.ecorys.nl](http://www.ecorys.nl)  
K.v.K. nr. 24316726

ECORYS Macro- & Sectorbeleid  
T 010 453 87 53  
F 010 452 36 60



# Inhoudsopgave

<b>1 Inleiding</b>	<b>7</b>
1.1 Achtergrond	7
1.2 Doel: contra-expertise	8
1.3 Aanpak en leeswijzer	8
<b>2 Vergelijkende Analyse</b>	<b>9</b>
2.1 Aannames ECN/KEMA	9
2.1.1 Technisch-economische aannames	9
2.1.2 Financieel-economische aannames	11
2.2 Projectgegevens NWEA	11
2.2.1 Beschrijving van de sample	11
2.2.2 Technisch economische projectgegevens voor de NWEA-projecten	12
2.3 Verschillen uitgelicht	14
<b>3 Rentabiliteit van de NWEA-sample</b>	<b>16</b>
3.1 Vergelijk van kostprijzen	16
3.2 Mogelijke aanpassingen in de aannames	18
3.2.1 Analyse van factoren	18
3.2.2 Andere aannames in het ECN/KEMA model	19
<b>4 Conclusies</b>	<b>21</b>



# 1 Inleiding

## 1.1 Achtergrond

### *De SDE-regeling*

De SDE-regeling ondersteunt verschillende soorten van duurzame energie met een subsidie. De hoogte van de subsidie varieert met de prijs van grijze stroom. Hieronder leggen we kort uit hoe deze regeling werkt.

De regeling is zo dat er per type duurzame energie (bijvoorbeeld wind op land) op voorhand een gegarandeerd bedrag per kilowattuur (kWh) wordt vastgesteld waarop de producent kan rekenen. Dit bedrag wordt het 'basisbedrag' genoemd en is gebaseerd op de gemiddelde kosten per kWh. De hoogte van de subsidie wordt dan uiteindelijk bepaald door het basisbedrag te verminderen met een 'correctiebedrag' dat grotendeels bestaat uit de marktprijs van grijze stroom.<sup>1</sup> Kortom, de subsidie is (in theorie) gelijk aan de achteraf gerealiseerde onrendabele top.<sup>2</sup> Bij de bepaling van de basisbedragen zal de overheid zich veelal baseren op de adviezen van ECN/KEMA.<sup>3</sup>

Voor wind op land adviseert ECN/KEMA een basisbedrag van 9,4 eurocent/kWh. Dit bedrag is gebaseerd op 9,12 eurocent/kWh aan productiekosten, 0,09 eurocent/kWh transactiekosten en 0,15 eurocent/kWh risicokosten (ofwel 'basisprijspremie').

### *Twijfels onder NWEA-leden*

Door de leden van de Nederlandse Wind Energie Associatie (NWEA) wordt getwijfeld aan de haalbaarheid van een deel van hun *onshore* windprojecten wanneer wordt uitgegaan van de adviezen van ECN/KEMA. NWEA erkent dat het beleid van de overheid niet alle projecten levensvatbaar hoeft te maken, maar vreest dat op basis van het huidige advies te veel projecten zullen afvallen om tegen 2011 aan de door de overheid beoogde verdubbeling van het opgestelde vermogen te komen (groei tot 4.000 MW).<sup>4</sup>

---

<sup>1</sup> Gecorrigeerd met de zogenaamde onbalansfactor en de profielfactor. De onbalansfactor corrigeert voor onbalanskosten die gemaakt worden door de netbeheerder (of programmaverantwoordelijke) om de spanning op het net constant te houden. De profielfactor corrigeert voor het effect dat een groot windaanbod kan hebben op de prijs van elektriciteit.

<sup>2</sup> Dit in tegenstelling tot de MEP die de hoogte van de subsidie baseerde op de vooraf verwachte onrendabele top.

<sup>3</sup> Zie ECN/KEMA (2008), "Technisch-Economische parameters van duurzame energieopties in 2009-2010; Eindadvies basisbedragen voor de SDE-regeling".

<sup>4</sup> Zoals door kabinet vastgesteld en opgenomen in onder meer het door meerdere partijen ondertekende 'Nationaal plan van aanpak windenergie op land' van januari 2008.

## 1.2 Doel: contra-expertise

Doel van het onderzoek is een contra-expertise uit te voeren naar de door ECN/KEMA geadviseerde hoogte van het basisbedrag voor wind op land. Specifiek wordt gevraagd de ECN/KEMA-aannames te toetsen aan de praktijk in de vorm van een “second opinion”. Dit is gebeurd aan de hand van informatie van circa 16 projecten die door NWEA leden zijn aangeleverd.<sup>5</sup> Al deze projecten gaan in 2009 SDE subsidie aanvragen en zijn dus recentelijk afgerond of zullen binnenkort worden afgerond.

## 1.3 Leeswijzer

Het onderzoek is als volgt opgebouwd.

In hoofdstuk 2 worden de aannames die ECN/KEMA maakt in haar advies vergeleken met gegevens uit de praktijk. Als eerste vindt er een inventarisatie plaats van de technisch-economische aannames van ECN/KEMA. Hierop volgt een vergelijkend onderzoek naar de verschillen tussen de aannames van ECN/KEMA en de gegevens uit de praktijk. Dit gebeurt op basis van gedetailleerde gegevens van 16 projecten die de leden van NWEA hebben aangeleverd.<sup>6</sup>

In hoofdstuk 3 onderzoeken wij in hoeverre de huidige geplande windparken rendabel zullen zijn tegen het geadviseerde SDE-basisbedrag. Hierbij richt de analyse zich enkel op een analyse van de technisch-economische projectgegevens en hoe deze zich verhouden met de door ECN geraamde productiekosten van 9,12 eurocent/kWh. De hoogte van de transactiekosten en de basisprijspremie (samen 0,24 eurocent/kWh) wordt niet nader onderzocht. Hoofdstuk 3 sluit af met suggesties om de aannames die ECN/KEMA maakt bij te stellen op basis van de bevindingen van het onderzoek. Wij stellen hier voor om de aanname omtrent de initiële investeringskosten naar boven bij te stellen.

Hoofdstuk 4 noemt nog eens puntsgewijs de belangrijkste conclusies.

---

<sup>5</sup> In totaal waren er 20 aangeleverd, maar hiervan zijn 4 projecten uit de sample gelaten omdat zij te laag scoorden op het aantal vollasturen.

<sup>6</sup> De leden hebben gegevens aangeleverd voor 20 projecten die op verschillende locaties in het land zijn gelegen. Hiervan zijn er 4 uit de sample gelaten omdat zij te laag scoorden op het aantal vollasturen.



## 2 Vergelijk van de aannames

### 2.1 Aannames ECN/KEMA

Als eerste vindt er een inventarisatie plaats van de technisch economische aannames van ECN/KEMA. Technisch-economische aannames hebben betrekking op de hoogte van kosten (investerings-, onderhoud, en operationele kosten) en het aantal vollasturen.

Vervolgens presenteren we voor de volledigheid een overzicht van de financieel-economische aannames. Deze hebben betrekking op de verhouding vreemd en eigen vermogen (VV/EV), de hoogte van de rente, de hoogte van opportuiniteitskosten,<sup>7</sup> de looptijd van de lening, etc. Wij gaan in de rest van het rapport niet meer verder in op deze financieel economische parameters.

#### 2.1.1 Technisch-economische aannames

Technisch-economische aannames hebben betrekking op de hoogte van kosten (investeringskosten, onderhoudskosten, en operationele kosten) en het aantal vollasturen. Tabel 2.1 geeft de aannames weer zoals deze door ECN/KEMA zijn gehanteerd.

Tabel 2.1 Technisch-economische aannames ECN/KEMA (2008)

Capaciteit	(MW)	15
Vollasturen	(Uren/jr)	2.200
Investeringskosten	(€/kW)	1.325
Vaste O&M-kosten	(€/kW)	25
Variabele O&M-kosten	(€/kWh)	0,011

Noot I: O&M staat voor *operations & maintenance*. Dit zijn voornamelijk kosten voor onderhoud en onderdelen.

Hieronder leggen we kort uit wat door ECN/KEMA wordt verstaan met investeringskosten en met onderhoudskosten.

<sup>7</sup> Deze zijn gelijk aan de Return on Equity (ROE) die een investeerder wil genereren om in dit project te stappen.

### *Investeringskosten*

Volgens ECN/KEMA bestaan investeringskosten uit:

- Turbines en fundering;
- Elektrische infrastructuur van een park;
- Netaansluiting; en
- Civiele werken (bouwvoorbereiding en ontsluitingswegen);

ECN/KEMA (2008) gaat uit van een totaal van 1325 €/kW als som van de initiële investering (zie Tabel 2.1). Voor turbineprijzen gaat ECN/KEMA (2008) uit van prijzen die variëren tussen de 900 en 1400 €/kW. De andere investeringskosten worden niet verder gespecificeerd.

### *Kosten voor onderhoud*

ECN/KEMA (2008) maakt een onderscheid tussen jaarlijks vaste kosten voor O&M en variabele kosten voor O&M. De hoogte van de variabele kosten hangen af van het geproduceerde aantal kWh. De hoogte van de vaste kosten hangt af van het opgesteld vermogen (het aantal kW).

Onder vaste kosten worden verstaan de kosten voor grond, de onroerendzaakbelasting, en de jaarlijkse kosten voor het in standhouden van de aansluiting. ECN/KEMA (2008) schat deze kosten op een gemiddelde van 25 €/kW (zie Tabel 2.1).<sup>8</sup>

Variabele kosten voor O&M omvatten volgens ECN/KEMA de kosten voor onderhoud, garanties, en verzekeringen (voor machinebreuk en productieverlies). Zij worden geraamd op 0.011 euro/kW (zie Tabel 2.1).

---

<sup>8</sup> Dit bedrag bestaat uit 11 €/kW voor jaarlijkse aansluitkosten en 14 €/kW voor grondkosten en OZB. Deze laatste kostenpost kan volgens ECN/KEMA variëren tussen de 5 en 23 euro/kW.

## 2.1.2 Financieel-economische aannames

De financieel-economische aannames hebben betrekking op de verhouding vreemd versus eigen vermogen (VV/EV), de hoogte van de rente, de hoogte van de gewenste *return on equity* (ROE), de looptijd van de lening, etc. De financieel economische aannames die ECN/KEMA (2008) hanteert staan weergegeven in Tabel 2.2 hieronder.

Tabel 2.2 Financieel economische aannames ECN/KEMA (2008)

VV / EV	80 / 20
Rente	5%
Return on Equity (REO)	15%
Project rente (WACC)	6%
Looptijd lening	15 jr
Economische levensduur	15 jr
inflatie	2%
Vennootschapbelasting (VPB)	25,5%
EIA	600 euro/kW

Noot I: De WACC (*weighted average cost of capital*) wordt door ECN gedefinieerd als:  $[(1-VPB) \times \text{rente} \times \text{aandeel VV}] + [\text{aandeel EV} \times \text{ROE}]$

Noot II: De EIA (Energie InvesteringsAftrek) stelt dat onshore windprojecten 44% van 600 euro/kW mogen aftrekken van hun belastbaar inkomen in jaar 1. Het jaarlijkse belastbare inkomen van *onshore* windprojecten zijn echter vaak niet hoog genoeg om de EIA regeling in jaar 1 volledig te benutten. ECN/KEMA (2008) gaat hier wel vanuit. In de praktijk worden de EIA voordelen over enkele jaren uitgesmeerd. Doordat vennootschappen namelijk de mogelijkheid hebben om verliezen te verrekenen met de winst van 1 jaar terug of maximaal 9 jaar vooruit (Carry back of Carry forward), kunnen nog niet benutte EIA voordelen in latere jaren verrekend worden (tot 9 jaar later). De projectontwikkelaars lopen door deze latere betalingen opbrengsten mis (opportuniteitskosten).

## 2.2 Projectgegevens NWEA

Hieronder volgt eerst een beschrijving van de sample van projecten die NWEA heeft aangeleverd. Vervolgens presenteren we een uitgebreide analyse van de technisch economische variabelen zoals die voor de projecten in de sample gelden. We sluiten af met een beknopte analyse waarin we de verschillen tussen ECN/KEMA en de NWEA – sample uitlichten.

### 2.2.1 Beschrijving van de sample

#### *Aantal projecten*

Er zijn in totaal voor 20 projecten gegevens aangeleverd. In overleg met de opdrachtgever is besloten om vier projecten uit de steekproef te halen. Al deze projecten hebben minder

dan 2000 vollasturen waardoor we eigenlijk op voorhand al kunnen zeggen dat deze projecten niet rendabel zullen zijn. Uiteindelijk bestaat de sample uit 16 projecten.

### *Representativiteit van de sample*

In totaal verwacht men dat er in 2009 voor 830 MW SDE zal worden aangevraagd. Hiervan neemt één park in de Noordoostpolder 450 MW voor haar rekening. Dit project is buiten de sample gelaten omdat de specifieke omstandigheden van dit project dusdanig afwijken dat het een vertekend beeld zou geven van het geheel.<sup>9</sup>

Van de overgebleven 380 MW zullen de projecten in de sample ongeveer 280MW (74%) voor hun rekening nemen. De projecten variëren met betrekking tot de vollasturen van 2000 uur tot 3300 uur per jaar en met betrekking tot capaciteit van 850 kW tot 108 MW.

## 2.2.2 Technisch economische projectgegevens voor de NWEA-projecten

Uit de projectgegevens van de NWEA-leden blijkt dat geen enkel project hetzelfde is. Projecten kunnen in grote maten verschillen met betrekking tot alle variabelen; zoals capaciteit, vollasturen, investeringskosten en onderhoudskosten. Dit blijkt duidelijk uit Tabel 2.3.

Tabel 2.3 Technisch-economische aannames projectgegevens NWEA-leden

		Projectgegevens NWEA-leden			Sd	C <sub>v</sub>
		Min	Gemiddeld	Max		
Capaciteit	(MW)	0,85	17,60	108	25,72	1,46
Vollasturen	(Uren/jr)	2.000	2.483	3.300	380	0,15
Investeringskosten	(€/kW)	1.081	1.430	1.773	227	0,16
O&M-kosten	(€/kW) <sup>10</sup>	35	52	62	8	0.16

Noot I: Sd is de standaarddeviatie. C<sub>v</sub> (*coefficients of variation*) is een genormaliseerde standaarddeviatie waardoor men standaarddeviaties met verschillende grootheden beter kan vergelijken.

Hieronder zullen we de verschillen per variabelen verder specificeren.

### *Capaciteit en vollasturen*

Onderlinge verschillen in capaciteit tussen projecten komen voort uit verschillen in het aantal turbines en verschillen tussen de capaciteit van deze turbines. Echter, voor de berekening van de onrendabele top leidt dit niet tot een andere uitkomst omdat deze kosten per productiecapaciteit (kW) worden uitgedrukt.

Uiteindelijk worden alle kosten uitgedrukt per productie-eenheid (kWh). In dat geval is het aantal vollasturen waarmee men rekt relevant.<sup>11</sup> De vollasturen nemen toe met de

<sup>9</sup> Het park in de Noordoostpolder is bijvoorbeeld een Rijksproject waarvoor aparte procedures gelden (de Rijkscoördinatie-regeling).

<sup>10</sup> Inclusief reserveringen voor groot onderhoud in jaar 10 en voor afbraakna 15 jaar.

<sup>11</sup> Het aantal geproduceerde kWh is immers een resultante van het aantal vollasturen vermenigvuldigd met het vermogen.

windsnelheid die op de locatie van het windpark op masthoogte wordt gemeten<sup>12</sup> en nemen af met de capaciteit van de turbines.<sup>13</sup>

De vollasturen in de sample van projecten varieert van 2000 tot 3300 uren. Het gemiddelde is 2.483 uren (zie Tabel 2.3).

### *Investeringskosten*

Investeringskosten bestaan uit:

- Turbines en fundering;
- Elektrische infrastructuur en netaansluiting; en
- Civiele werken (bouwvoorbereiding en ontsluitingswegen); en
- Overige kosten.

De overige kosten worden door ECN niet meegenomen. Deze hebben betrekking op kosten die gemaakt worden voor de ontwikkeling en bouw van een windpark; zoals grondverwervingskosten, bouwleges, planschade-uitkeringen,<sup>14</sup> compensatiemaatregelen, ontwikkelkosten, financieringskosten (inclusief afsluitprovisies en bouwrente), CAR-verzekering,<sup>15</sup> en nog wat onvoorziene kosten.

Doordat ECN/KEMA (2008) deze overige kosten niet in hun model meenemen gaat ECN/KEMA er (impliciet) vanuit dat deze kosten door de ROE worden gedekt. ECORYS is van mening dat dit onterecht is. Deze kosten worden immers in een private investeringsbeslissing op een zelfde manier meegenomen als de kosten voor het aanschaffen van turbines. Deze kosten zijn ook niet te verwaarlozen. Uit de sample van de NWEA blijkt dat deze variëren van 35 €/kW tot 350 €/kW, met een gemiddelde van ongeveer 150 €/kW.

Om het vergelijk met het ECN/KEMA model zo goed mogelijk te maken zal ook de analyse hieronder verder geen rekening houden met de overige kosten. Tabel 2.4 hieronder geeft de hoogte van de andere kostenposten en de variaties daarin weer.

Tabel 2.4 Investeringskosten op basis van projectgegevens NWEA-leden – in €/kW

	Projectgegevens NWEA-leden			Sd	C <sub>v</sub>
	Min	Gem.	Max		
Turbines en fundering;	976	1.292	1.521	204	0.16
Elektrische infrastructuur en netaansluiting	53	111	241	43	0.39
Civiele werken	12	43	63	15	0.34
<b>Totaal</b>	<b>1.081</b>	<b>1.430</b>	<b>1.773</b>	<b>227</b>	<b>0,16</b>

Noot I: Turbineprijzen variëren, net als bij ECN/KEMA (2008), tussen de 900 en 1.400 €/kW.

<sup>12</sup> Voor de betreffende projecten in de NWEA-sample variëren de windsnelheden tussen de 6,5 m/s (meter per seconde) en 8,5 m/s. Het gemiddelde ligt rond de 7 m/s.

<sup>13</sup> De meeste parken maken gebruik van 2 MW turbines. Een project maakt gebruik van een turbine van 850 kW en vier parken maken gebruik van turbines van 3 MW. Een park maakt gebruik van zowel 2 MW als 3 MW turbines. Het gemiddelde komt uit op 2.2 MW.

<sup>14</sup> Planschade-uitkeringen zijn specifiek ter dekking van een schade die ontstaan is doordat de bestemming van een perceel veranderd is.

<sup>15</sup> De CAR-verzekering (Construction All Risks) is een verzekering die dekking biedt tegen materiële schade die kan ontstaan tijdens de bouw.

### *O&M kosten*

Het is niet helemaal duidelijk op basis waarvan ECN/KEMA een onderverdeling maakt naar vaste en variabele O&M kosten. ECN/KEMA stelt bijvoorbeeld dat onderhoudskosten afhankelijk zijn van het aantal kWh. Uit rekeningen van projecten blijkt echter dat de jaarlijkse onderhoudskosten vaak per turbine in rekening worden gebracht op basis van onderhoudscontracten. Ook ligt het niet voor de hand dat verzekeringen en beheerskosten afhankelijk zijn van het geproduceerde aantal kWh; toch gaat ECN/KEMA hier vanuit.

Al met al maakt dit onderscheid niet zo veel uit want uiteindelijk worden alle kosten toch omgerekend naar een gemiddelde per Kwh. In onze berekeningen gaan we er daarom ook vanuit dat alle O&M kosten jaarlijks vast zijn en dus variëren met het opgestelde vermogen en niet met het aantal geproduceerde kWh.

Jaarlijkse O&M kosten bestaan uit kosten voor:

- de jaarlijkse aansluitkosten en het eigenverbruik van de turbine,
- de grondkosten en de onroerendzaakbelasting (OZB),
- onderhoud,
- verzekeringen,
- beheer,<sup>16</sup> en
- onvoorzien.

Tabel 2.5 geeft de gemiddelde en variaties in de hoogte van deze kosten weer.

Tabel 2.5 Jaarlijkse O&M kosten in euro per kW op basis van projectgegevens NWEA-leden – in €/kW

	Projectgegevens NWEA-leden			Sd	C <sub>v</sub>
	Min	Gem.	Max		
Netaansluiting en eigenverbruik	0,1	1,6	4,9	1,2	0,8
Grondkosten en OZB	1,4	13,8	25,0	5,6	0,4
Onderhoud	12,7	23,0	34,9	6,1	0,3
Verzekeringen	0,1	5,4	12,0	4,8	0,9
Beheer	0,5	4,7	10,5	3,3	0,7
Onvoorzien	0,0	3,1	25,9	6,3	2,0
Totale O&M kosten	35	52	62	8	0,16

## 2.3 Verschillen uitgelicht

### *Vollasturen*

ECN/KEMA (2008) gaat uit van minder vollasturen dan het gemiddelde uit de NWEA-sample (2200 vs. 2508). Het verschil is bijna 300 vollasturen (zie Tabel 2.6).

<sup>16</sup> inclusief onderhoud van land en toegangswegen.

Tabel 2.6 Vollaisturen

	ECN/KEMA (2008)	NWEA-sample
Vollaisturen (uren/jaar)	2.200	2.483

Het verschil wordt deels verklaard doordat er twee projecten in de NWEA-sample zijn die 3300 vollaisturen produceren; dit is relatief hoog voor wind op land, maar niet ongevoen. Zouden we deze projecten buiten beschouwing dan daalt het gemiddelde naar 2387 uren.

### *Investeringskosten*

Grote verschillen worden gevonden op het gebied van investeringskosten. ECN/KEMA (2008) berekent een prijs per kW die 105 euro lager ligt dan het gemiddelde van de NWEA-sample (zie tabel Tabel 2.7). Dit is een fors verschil. Zoals eerder gesteld, zijn de ontwikkelingskosten (gemiddeld 150 €/kW) hierbij niet meegenomen.

Tabel 2.7 Investeringskosten

	ECN/KEMA (2008)	NWEA-sample
Investeringskosten €/kW	1.325	1.430

Het verschil wordt deels veroorzaakt omdat ECN/KEMA (2008) de kosten voor netaansluitingen en elektrische infrastructuur lager lijkt in te schatten. Het is echter moeilijk om concreter te zijn omdat ECN/KEMA (2008) deze kosten niet ver genoeg specificeert. De turbineprijzen waar ECN/KEMA (2008) vanuit gaat worden wel gespecificeerd en komen overeen met de waarnemingen in de NWEA-sample.

### *O&M kosten*

De ECN/KEMA aannames omtrent grondkosten en OZB zijn zo goed als identiek aan de NWEA-sample. In beide gevallen ligt het gemiddelde ronde 14 €/kW. De kosten voor de netaansluiting liggen bij ECN/KEMA echter hoger (11 €/kW vs. 3 €/kW).

Zoals uitgelegd beschouwt ECN/KEMA (2008) een deel van de O&M kosten variabel en worden uitgedrukt in eurocent/kWh. Voor de NWEA-sample liggen deze ongeveer 0,1 eurocent/kWh boven het gemiddelde van ECN/KEMA.

Sommige O&M kosten worden door ECN/KEMA (2008) dus lager ingeschat, andere weer hoger. Indien we alle O&M kosten sommeren en uitdrukken in €/kW, dan ligt het gemiddelde van de NWEA projecten iets hoger dan ECN/KEMA (52 €/kW vs. 49 €/kW – zie Tabel 2.8).

Tabel 2.8 O&amp;M kosten per kW

	ECN/KEMA (2008)	NWEA-sample
O&M kosten €/kW	49	52

## 3 Rentabiliteit van de NWEA-sample

De analyse hieronder analyseert in hoeverre de individuele projecten rendabel zullen zijn tegen de kostprijs die ECN/KEMA heeft berekend. Vervolgens analyseren hoeveel de rentabiliteit van projecten zal stijgen indien we enkele aannames die ECN/KEMA maakt veranderen. De analyse zal zich enerzijds richten op het aantal projecten dat wel of niet rendabel zal zijn, anderzijds brengen we in kaart hoeveel vermogen rendabel zal zijn.

### 3.1 Vergelijk van kostprijzen

We hebben elk NWEA-project de gegevens met betrekking tot de technisch economische aannames in het model van ECN/KEMA ingevuld. Het model berekent per project de gemiddelde kosten uit. Vervolgens hebben een gewogen gemiddelde genomen van deze kostprijzen.<sup>17</sup> Wat opvalt, is dat de gewogen gemiddelde kostprijs van de NWEA-projecten nagenoeg gelijk is aan de door NWEA berekende 9,12 eurocent/kWh.<sup>18</sup>

Vervolgens hebben we de gemiddelde kosten van de projecten uit de NWEA sample van hoog naar laag naast elkaar gezet. Dan valt ook op dat slechts 44% van de projecten kan produceren tegen kosten die lager of gelijk zijn aan 9,12 eurocent/kWh. Dit wordt duidelijk uit Figuur 3.1.

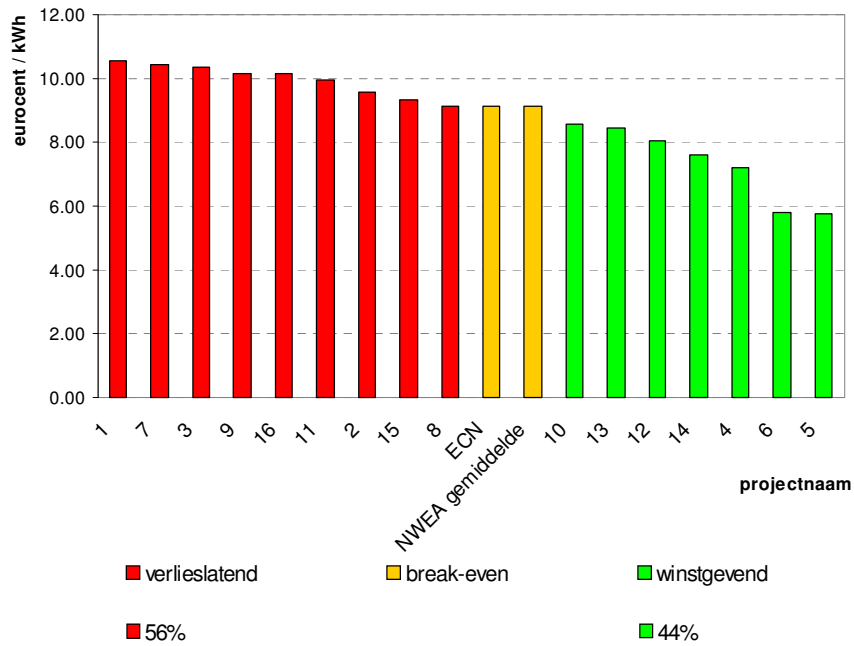
---

<sup>17</sup> Hierin zijn de gemiddelde kosten van de individuele projecten naar rato van hun jaarlijkse productievolume (kWh) meegenomen.

<sup>18</sup> Het ongewogen gemiddelde komt lager uit op 8,8 eurocent/kWh.

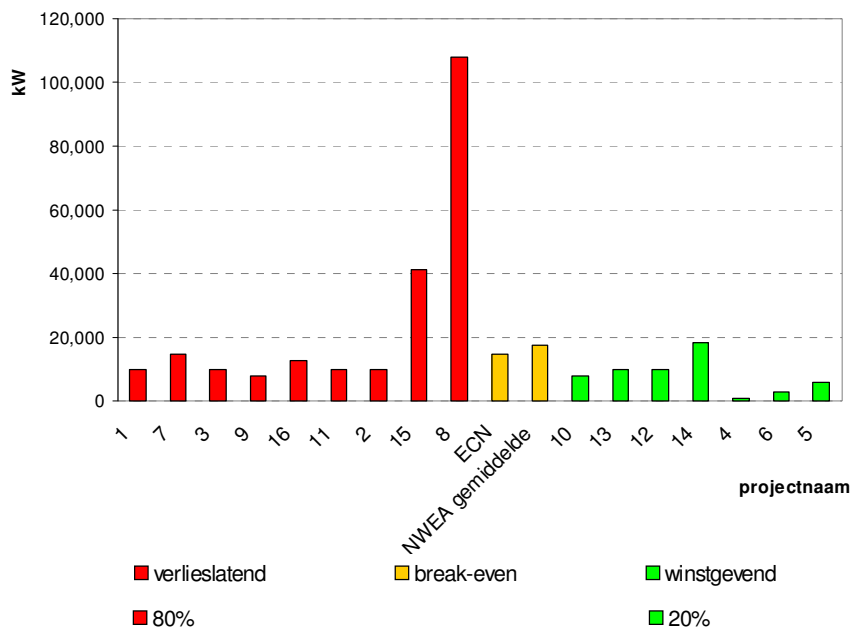


Figuur 3.1 Rendabele en niet-rendabele projecten bij het huidige ECN/KEMA advies



De consequenties van deze verschillen voor de haalbaarheid van de betreffende projecten is zeer groot. In termen van capaciteit zijn de consequenties echter nog veel groter. De niet-rendabele projecten hebben gezamenlijk een capaciteit van 225MW. Dit is 80% van het totale vermogen van de projecten in de sample. Figuur 3.2 laat dit zien.

Figuur 3.2 Rendabele en niet-rendabele capaciteit bij het huidige ECN/KEMA advies



De figuur laat ook zien dat met een beperkte stijging van de basisprijs mogelijk een grote winst kan worden geboekt in termen van capaciteit. Project 8 en 15 zijn samen namelijk goed voor 150 MW.<sup>19</sup> Hieronder analyseren we de mogelijkheden hiertoe.

## 3.2 Mogelijke aanpassingen in de aannames

Als eerste analyseren we welke factoren het meest van invloed zijn op de kostprijs van projecten. Vervolgens wordt bekeken of een verandering in de aannames zal leiden tot meer rendabele projecten.

### 3.2.1 Analyse van factoren

Als we de projecten die wel rendabel zijn vergelijken met de projecten die niet rendabel zijn, dan valt op dat de hoogte van de initiële investering een belangrijke factor is. Maar ook de vollasturen zijn van invloed. Tabel 3.1 laat dit zien.

Uit de tabel blijkt dat vijf van de zeven rendabele projecten worden gekenmerkt door investeringskosten die lager zijn dan 1.325 €/kW. Dit zijn ook de meest rendabele projecten (nummer 4, 5, 6, 12 en 14). Drie van deze projecten halen bovendien (zeer) hoge vollasturen. De investeringskosten van de andere twee rendabele projecten (nummer 10 en 13) liggen beduidend hoger dan de ECN/KEMA aanname. Deze twee projecten halen hun kostenvoordeel voornamelijk uit de hoge vollasturen. Project 13 heeft bovendien nog eens de laagste O&M kosten van alle projecten.

Tabel 3.1 Technisch-economische gegevens en kostprijs per project (gerangschikt op kostprijs)

Projectnaam	kostprijs Eurocent/kWh	Capaciteit kW	vollasturen Uren/jaar	Investering Euro/kW	O&M Euro/kW
1	10,57	10.000	2.408	1.710	57
7	10,43	15.000	2.000	1.343	54
3	10,36	10.000	2.461	1.676	61
9	10,14	8.000	2.285	1.773	47
16	10,14	13.000	2.196	1.392	61
11	9,98	10.000	2.570	1.676	61
2	9,56	10.000	2.630	1.643	62
15	9,33	41.400	2.125	1.227	46
8	9,13	108.000	2.400	1.401	54
ECN	9,12	15.000	2.200	1.325	49
NWEA gemiddelde	9,11	17.603	2.483	1.430	52
10	8,56	8.000	2.490	1.559	51
13	8,45	10.000	2.706	1.570	35
12	8,05	10.000	2.095	1.229	39

<sup>19</sup> Dit is 40% van de 380 MW die men dit jaar via SDE denkt te ondersteunen boven op het park in de Noordoostpolder.

Projectnaam	kostprijs Eurocent/kWh	Capaciteit kW	vollasturen Uren/jaar	Investing Euro/kW	O&M Euro/kW
14	7,60	18.400	2.168	1.207	43
4	7,18	850	2.588	1.081	62
6	5,80	3.000	3.300	1.192	55
5	5,74	6.000	3.300	1.200	52

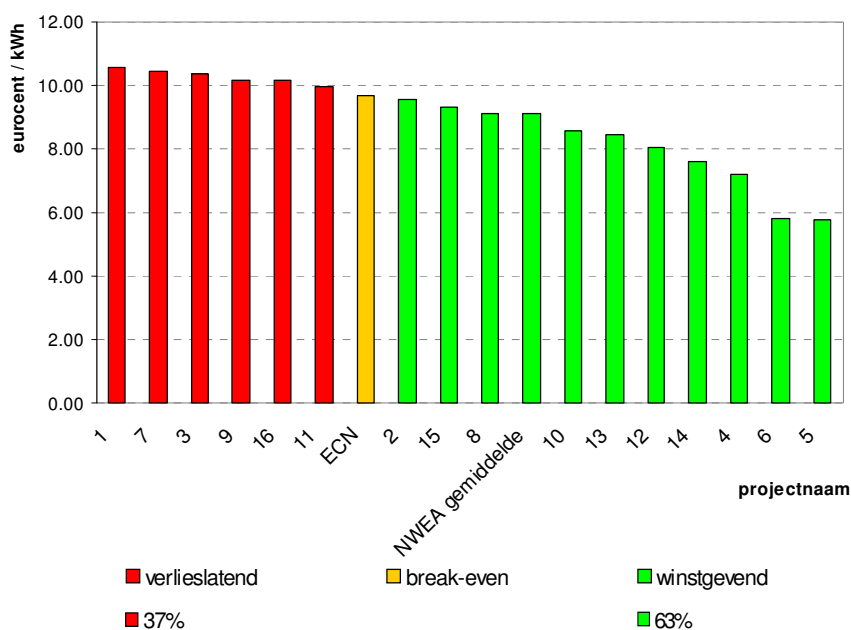
### 3.2.2 Andere aannames in het ECN/KEMA model

Om meer projecten rendabel te maken, zouden de aannames die ECN/KEMA maakt in moeten worden aangepast. De meest voor de hand liggende aanpassing is het verhogen van het investeringsbedrag per kW naar het NWEA-gemiddelde. Ook het verhogen de kosten voor O&M naar het gemiddelde van de NWEA-projecten heeft een positief effect (maar kleiner dan een verhoging van de investeringskosten). Hieronder wordt dit verder uitgewerkt.

#### *Verhoging van de investeringskosten*

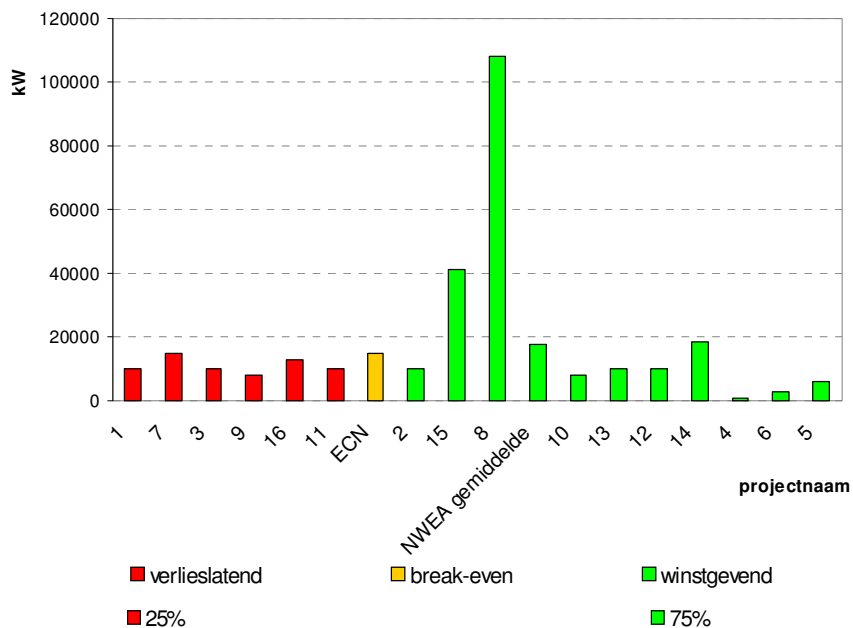
Indien we het gemiddelde investeringsbedrag van de NWEA-sample (1.430 €/kW) in het ECN/KEMA model voeren, dan stijgt de kostprijs van 9,12 eurocent/kW naar 9,68 eurocent/kW.<sup>20</sup> Het percentage projecten dat wel rendabel zal zijn, stijgt van 44% naar 63%. De capaciteit die hiermee rendabel wordt stijgt van 20% naar 75%. Een vergelijk tussen de volgende figuren laten dit duidelijk zien.

Figuur 3.3 Rendabele en niet-rendabele projecten bij een aangepast ECN/KEMA advies



<sup>20</sup> De basisprijs voor de SDE stijgt hiermee van 9,4 eurocent/kW naar 9,96 eurocent/kW.

Figuur 3.4 Rendabele en niet-rendabele capaciteit bij een aangepast ECN/KEMA advies



*Aanpassing van de andere aannames*

Het effect van een aanpassing van de andere factoren zal niet zo effectief zijn. Het verhogen van de gemiddelde O&M kosten van 49 €/kW naar 52€/kW zal de kostprijs verhogen van 9,12 eurocent/kW naar 9,26 eurocent/kW. Hiermee wordt één additioneel project rendabel. Maar het is wel een project van 108 MW.

## 4 Conclusies

- De 16 projecten in de NWEA-sample komen op een gemiddelde kostprijs die gelijk is aan de kostprijs die ECN/KEMA heeft berekend.
- Indien het SDE-basisbedrag op deze kostprijs wordt gebaseerd, zal 56% van de projecten uit de NWEA-sample afvallen.
- Een verhoging van de initiële investeringskosten in de aannames die het ECN/KEMA model maakt zal een groot effect hebben op de rentabiliteit van de projecten. Een stijging van de investeringskosten naar 1.430 €/kW (het gemiddelde van de NWEA sample) zal het slagingspercentage doen stijgen van 44% naar 63%.
- Het feit dat ECN/KEMA een groot deel van de initiële investeringen niet meeneemt (m.n. de kosten voor bouw en ontwikkeling) zijn er ook goede redenen om de aanname omtrent initiële investeringen naar boven bij te stellen.