



BOSCH & VAN RIJN

Consultants in renewable energy and planning

Financiële baten van windenergie

Grootschalige toepassing van 500 MW in 2010 en 2020

Opdrachtgever



Ministerie van VROM i.s.m. Islant

Auteurs

Drs. Ruud van Rijn

Drs. Foreno van der Hulst

Drs. Ing. Jeroen Dooper



Inhoudsopgave

1. Inleiding.....	3
2. Aannames voor de 4 scenario's	4
2.1 Inleiding.....	4
2.2 Financiële aspecten windenergie volgens ECN.....	4
2.3 Aannames voor 2020	5
2.4 Windaanbod en elektriciteitsproductie	5
3. Resultaten	7



1. Inleiding

Bij plaatsing van grootschalige windparken is het van belang om te weten welke kosten en baten ermee gemoeid zijn. Opbrengsten zouden gebruikt kunnen worden als financiële drager voor de ontwikkeling van andere projecten in de omgeving. Denk hierbij aan natuurontwikkeling. Ook zouden financiële opbrengsten gebruikt kunnen worden als draagvlakvergroterend middel.

Als onderdeel van het VROM-project Lange Termijn Windenergie “Clustering Windenergie”, dat op dit moment wordt uitgevoerd door bureau Islant, is door Bosch & Van Rijn gekeken naar de financiële baten van een geclusterd windpark bestaande uit 100 molens van 5 MW. Er is gekeken naar parkopstellingen voor twee locaties; West Brabant en Zuidoost Drenthe. Daarnaast zijn de modellen doorgerekend voor projectontwikkeling op korte termijn (2010) en op middellange termijn (2020). Dit leverde 4 scenario's op:

- Plaatsing van 100 x 5 MW in West Brabant in 2010
- Plaatsing van 100 x 5 MW in Zuidoost Drenthe in 2010
- Plaatsing van 100 x 5 MW in West Brabant in 2020
- Plaatsing van 100 x 5 MW in Zuidoost Drenthe in 2020

Er zijn aannames gedaan over de ontwikkelingen in de algemene elektriciteitsprijs en de kosten voor elektriciteit geproduceerd met windturbines. Gebaseerd op de vier scenario's en een door Bosch & Van Rijn ontwikkeld economisch model, waarin kosten, opbrengsten en subsidies voor een windpark zijn opgenomen, kunnen de financiële baten berekend worden.

In de volgende hoofdstukken zijn eerst de vier scenario's en de aannames die voor dit onderzoek gedaan zijn beschreven. Daarna zijn de financiële baten van de vier scenario's gepresenteerd.



2. Aannames voor de 4 scenario's

2.1 Inleiding

De kosten en baten van windenergie zijn van een aantal variabelen afhankelijk. In eerste instantie de investeringskosten en de baten voortkomend uit het leveren van elektriciteit en subsidie daarop. Dit hoofdstuk gaat in op de verschillende financiële variabelen rondom windenergie en de aannames die daar omtrent gemaakt zijn voor de vier uitgewerkte scenario's:

- Plaatsing van 100 x 5 MW in West Brabant in 2010
- Plaatsing van 100 x 5 MW in Zuidoost Drenthe in 2010
- Plaatsing van 100 x 5 MW in West Brabant in 2020
- Plaatsing van 100 x 5 MW in Zuidoost Drenthe in 2020

2.2 Financiële aspecten windenergie volgens ECN¹

In Nederland wordt sinds april 2008 gebruik gemaakt van een zogenaamd "feed in" mechanisme voor de subsidie duurzame energie (SDE). Bij het doorrekenen van de financiële aspecten is uitgegaan van de kengetallen en subsidiehoogte voor de SDE als voorgesteld door ECN voor 2009-2010 (tabel 1).

Vollasturen	2.200
Investeringskosten	1.325 €/kW _e
Onderhoud	1,1 €ct/kWh/jaar
Netaansluitkosten	11 €/kW _e
Grondkosten en onroerendzaakbelasting	14 €/kW _e /jaar
Elektriciteitsprijs	6,5 €ct/kWh
SDE vult aan tot gemiddeld (2.200 v/h)	9,4 €ct/kWh
Vennootschapsbelasting	25,5 %
Rentelasten	5 % / jaar
Jaarlijkse stijging elektriciteitsprijs	2 % / jaar

Tabel 1: Uitgangswaarden berekening SDE

Er dient opgemerkt te worden dat er met name voor de grondkosten volgens ECN een grote spreiding is. Deze verschillen tussen 9 en 23 €/kW_e per jaar per locatie. De investeringskosten zijn opgebouwd uit 4 componenten; wind turbines en fundatie, elektrische infrastructuur, netaansluitingskosten en civiele werken. Deze aannames resulteren in geschatte productiekosten van windenergie van 9,4 eurocent per kWh.

Naast de SDE regeling kan ook nog gebruik gemaakt worden van de EIA (energie-investeringsaftrek). De EIA is een fiscale regeling die de ondernemer in staat stelt om tot 44% van de investeringskosten af te trekken van de fiscale winst. Deze aftrekpost heeft voor wind een maximale hoogte van € 600 per kW en € 48,8 miljoen totaal belastingvoordeel per project.

Voor de twee scenario's waarin de windturbines in 2010 geplaatst worden wordt uitgegaan van deze daadwerkelijke scenario's. Voor de scenario's waarin de windturbines in 2020 worden geplaatst, wordt uitgegaan van de aannames gemaakt in de volgende paragraaf.

¹ Bron: Technisch-economische parameters van duurzame energieopties in 2009-2010, eindadvies basisbedragen voor de SDE regeling



2.3 Aannames voor 2020

Elektriciteitsprijs

Verskillende studies wijzen uit dat de elektriciteitsprijs in 2020 ongeveer 8 cent per kWh zal zijn (nu 6,5 cent). Voorbeelden van deze studies zijn:

- Actualisatie referentieramingen, energie en emissies 2008-2020 (ECN en PBL).
- Elektriciteit- en brandstofprijzen, achtergrond studies ter ondersteuning van onrendabele top berekeningen voor 2008 (ECN).
- Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008-2009 (ECN en KEMA).

De elektriciteitsprijzen lopen op door een hogere CO₂-prijs vanaf 2010, een gestage stijging in aardgasprijzen en een stijging in elektriciteitsvraag.

Productiekosten windenergie

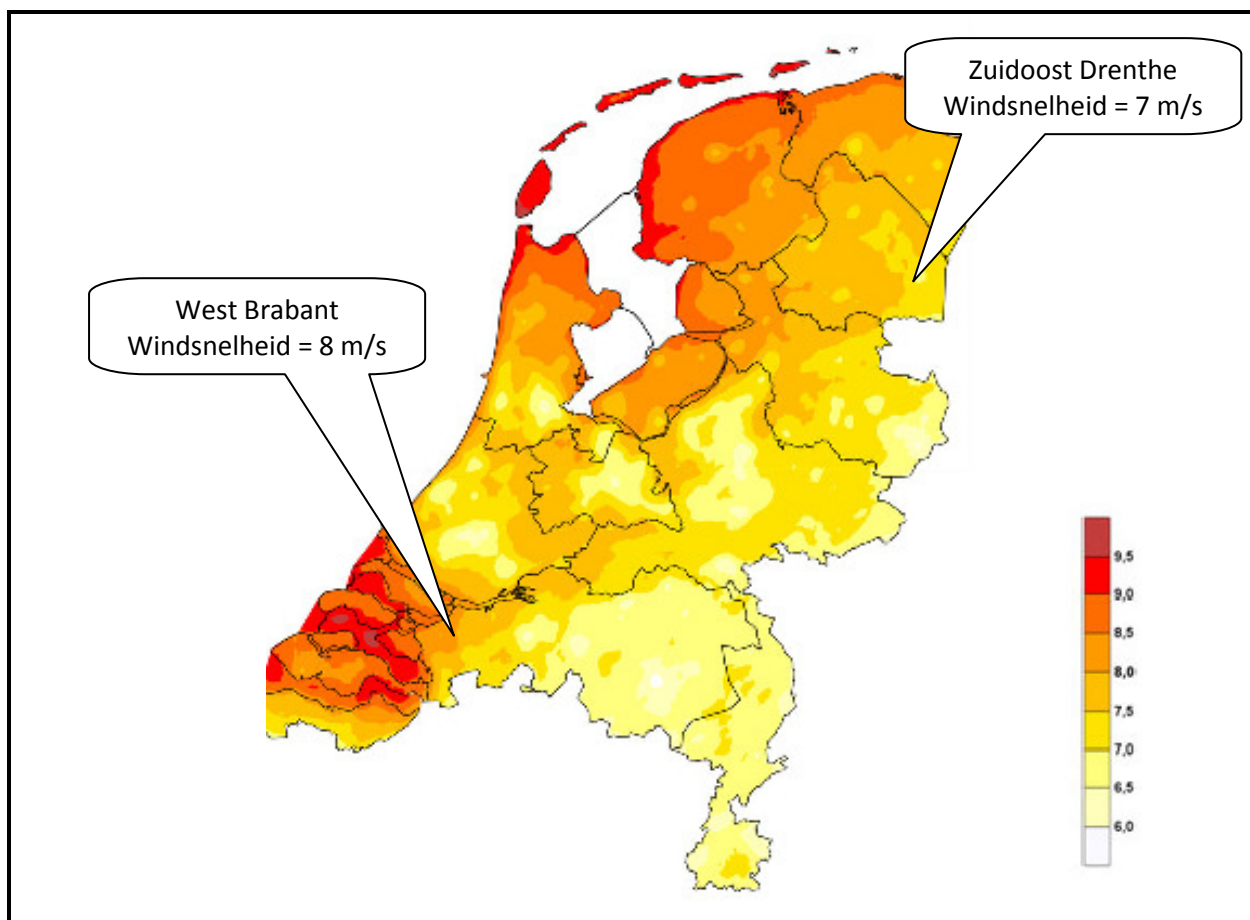
De verwachting is dat de productiekosten voor windenergie zullen dalen doordat het totaal geïnstalleerde vermogen aan windenergie in 2020 fors zal zijn toegenomen, waardoor leereffecten optreden. De leereffecten leiden tot een afname van de investering- en onderhoudskosten voor windmolens.

Uit onderzoek van ECN blijkt dat in 2030 de verwachte kosten voor met windmolens geproduceerde elektriciteit 3,6 €/kWh zal zijn. Uitgaande van de kostprijs van met windmolens geproduceerde elektriciteit in 2030 en de huidige kostprijs van 9,4 €/kWh, nemen wij aan dat de kostprijs in 2020, **6,5 €/kWh** zal bedragen. Net zoals met de huidige SDE-berekeningen wordt deze kostprijs toegerekend op de eerste 2200 vollasturen. Wanneer een locatie een gunstiger windregime heeft en daardoor meer dan 2200 vollasturen draait, zullen deze extra vollasturen resulteren in hogere netto winst voor deze locatie.

Daarnaast is aangenomen dat in 2020 de SDE en EIA aftrek zijn afgeschaft.

2.4 Windaanbod en elektriciteitsproductie

Voor dit onderzoek worden er twee fictieve windparken doorgerekend. Dit zijn parken in Zuid-Oost Drenthe en in West-Brabant. In onderstaand figuur zijn de gebieden aangewezen met bijbehorend windregime op 100 meter hoogte.



Figuur 2: Windsnelheid in Nederland op 100 meter hoogte.

Een 5 MW windturbine op een locatie in Noord-Brabant en Drenthe zal een ashoogte hebben van ongeveer 120 meter. Volgens een vuistregel neemt de windsnelheid met 0,023 m/s toe per meter stijging (SenterNovem, Windkaart van Nederland). Op 120 meter hoogte zijn de windsnelheden op beide locaties 0,5 m/s hoger.

Per locatie is een geschatte elektriciteitsopbrengst gegeven op basis van het aantal MW en de gemiddelde windsnelheid. De hoeveelheid energie in de wind is evenredig met de derde macht, dat betekent dat een verdubbeling van windsnelheid een verachtvoudiging van de elektriciteitsopbrengst betekent. Met een 5 MW windturbine en een gemiddelde windsnelheid van 7 m/s gaan we in Nederland uit van ongeveer 2.000 vollasturen. De gemiddelde windsnelheden op 120 meter ashoogte op de twee locaties zijn 7.5 en 8.5 m/s. Dit resulteert in de volgende elektriciteitsproductie per MW:

7,0 m/s	=	2.000.000 kWh	- 2.000 vollasturen
7,5 m/s	=	2.460.000 kWh	- 2.460 vollasturen
8,5 m/s	=	3.580.000 kWh	- 3.580 vollasturen

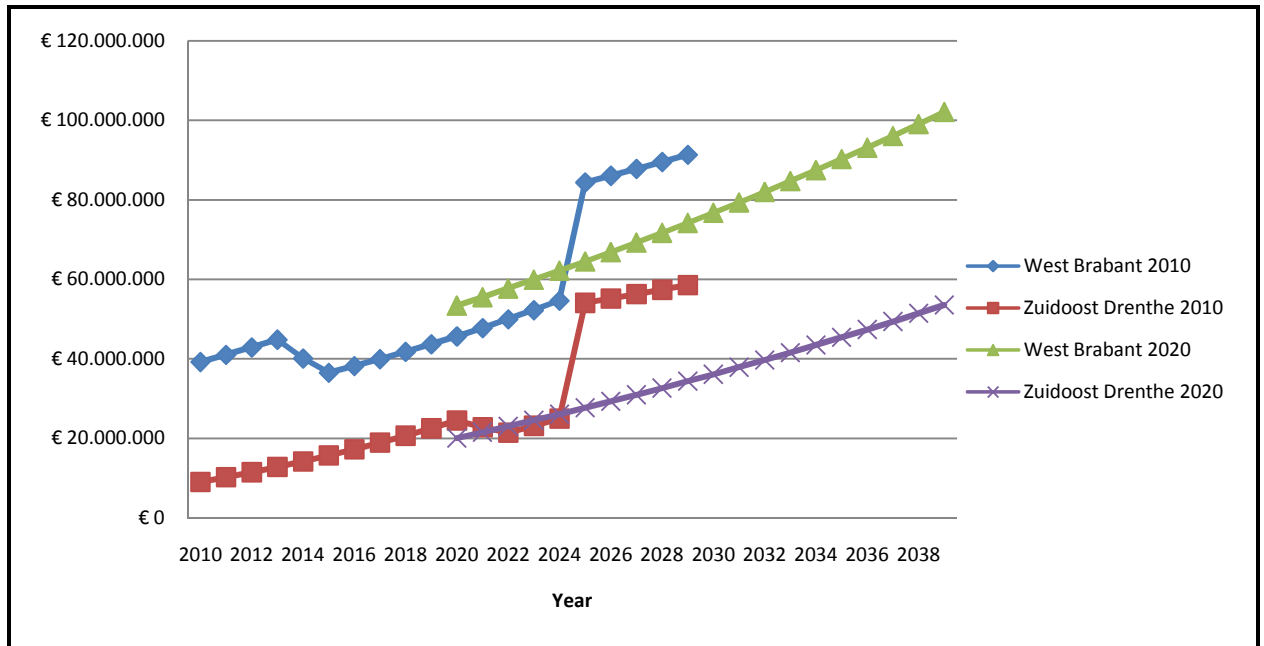
Voor de twee windparken van 100 molens met een vermogen van 5 MW komt dit neer op de volgende jaarlijkse producties:

West Brabant	=	1,8 miljard kWh	- goed voor ongeveer 500.000 huishoudens
Zuidoost Drenthe	=	1,2 miljard kWh	- goed voor ongeveer 340.000 huishoudens

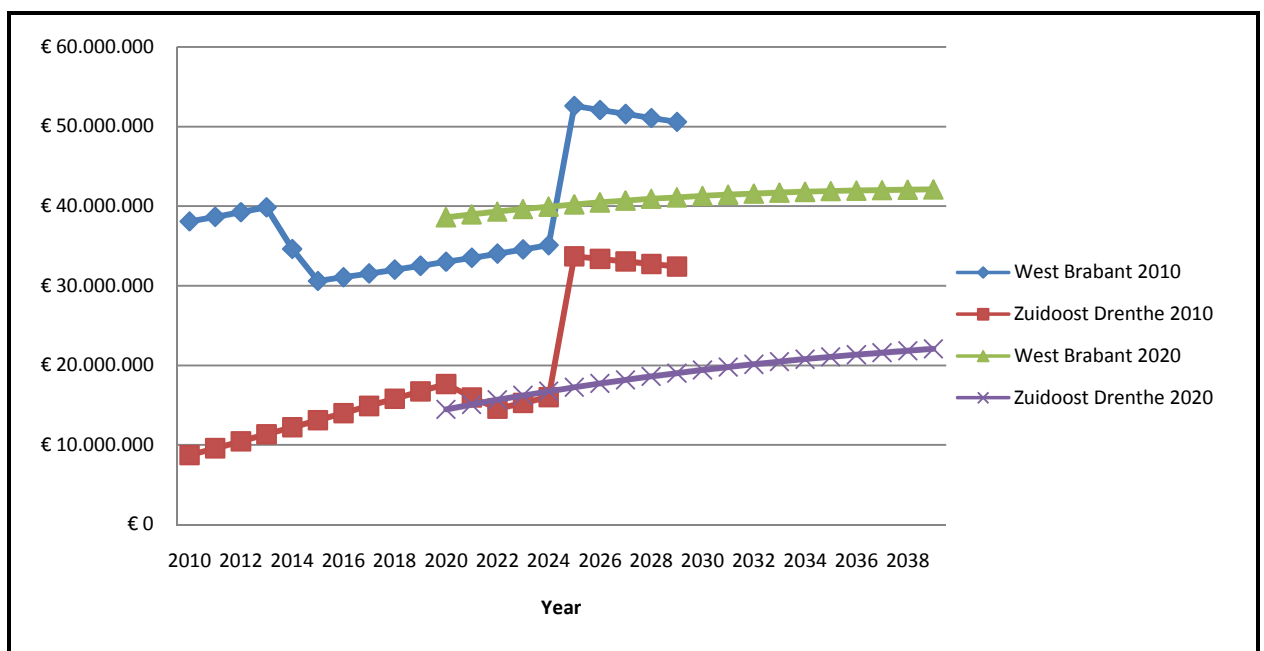


3. Resultaten

Voorgaande aannames zijn verwerkt in een rekenmodel waarin alle kosten en baten worden meegerekend. De netto baten worden in onderstaande figuren gegeven, één keer voor werkelijke baten en een keer gecorrigeerd naar de netto actuele waarde.



Figuur 2: Netto baten per jaar voor de 4 scenario's



Figuur 3: Netto baten per jaar voor de 4 scenario's (netto actuele waarden € 2010).



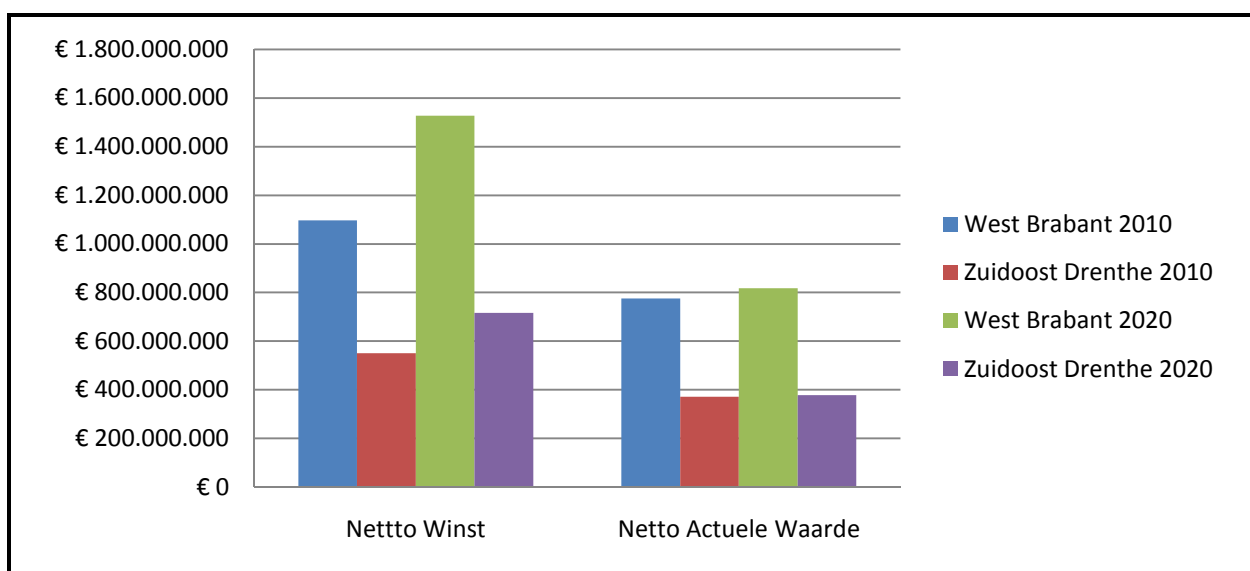
In de twee scenario's voor 2010 is duidelijk het effect van de EIA subsidie zichtbaar. De eerste jaren zijn de baten een stuk hoger totdat het maximum van € 48,8 miljoen is bereikt. Voor het scenario 'West Brabant 2010' is dit in 2015 en voor scenario Zuidoost Drenthe in 2022.

Ook is duidelijk te zien dat de investering wordt terugbetaald in de eerste 15 jaar. In jaar 16 is de investering volledig afbetaald en ondanks dat de SDE hier stopt stijgen de netto winsten substantieel.

Voor de scenario's van 2020 zijn geen subsidies van toepassing. Er is niet gerekend met een investering die terug wordt betaald over de eerste 15 jaar, maar er wordt uitgegaan van 6,5 cent productie kosten over de eerste 2200 vollasturen. Hierin zijn alle kosten voor investering, onderhoud, verzekeringen, grondpacht, et cetera meegenomen. Deze kosten zijn uitgesmeerd over de 20 jaar dat de windturbines operationeel zijn.

De stijging in inkomsten is volledig te danken aan een stijgende elektriciteitsprijs. De gecorrigeerde inkomsten vlakken echter af omdat er een rentevoet van 3% is toegepast.

Onderstaand figuur geeft de totale nettowinst van de verschillende scenario's zowel de nettowinst als de netto actuele waarde, dus gecorrigeerd voor de euro van 2010.



Figuur 4: Totale nettowinst per scenario over de levensduur van 20 jaar.

Onderstaande tabel geeft de belangrijkste resultaten voor de 4 locaties:

	West Brabant 2010	Zuidoost Drenthe 2010	West Brabant 2020	Zuidoost Drenthe 2020
Gemiddelde kWh kosten	5,73 ct	6,97 ct	5,45 ct	6,81 ct
Gemiddelde kWh baten	8,79 ct	9,20 ct	9,72 ct	9,72 ct
Netto winst per kWh	3,07 ct	2,24 ct	4,26 ct	2,91 ct
MWh productie	35.800.000	24.600.000	35.800.000	24.600.000
Totale nettowinst	€ 1.097.396.483	€ 550.005.898	€ 1.526.790.600	€ 715.841.585
Totale netto actuele waarde	€ 775.945.249	€ 371.280.114	€ 817.512.835	€ 377.272.506

Tabel 2: Hoofdpunten per scenario.