

**Titel** Financiële overzichten en risico's windpark Elzenburg de Geer

Datum 26 januari 2015

Auteur **Ruud van Rijn****Inleiding**

Dit document geeft *op hoofdlijnen* inzicht in de kosten/baten en de risico's van een windproject op Elzenburg de Geer. Hiervoor gebruiken we het financiële rekenmodel van Bosch & Van Rijn, dat gebaseerd is op rekenmethoden van ECN, die gebruikt worden voor de berekening van de SDE+. Screenshots van het model zijn te zien in de bijlagen.

**Uitgangspositie en variabelen**

We kijken naar het volgende project:

- ↑ 6 windturbines, ca. 4 à 5 x rotordiameter van elkaar af geplaatst, ten noordwesten van bedrijventerrein Elzenburg de Geer. Tiphoopte ca 150 a 180 m.
- ↑ SDE+: 9,0ct/kWh

De volgende variabelen hebben we bekeken:

- ↑ Type windturbine:
  - Optie 1: Enercon E115-3000
  - Optie 2: Alstom ECO 122
  - Optie 3: Siemens SWT 2.3 - 113
- ↑ Windsnelheid:
  - 6,2 m/s
  - 6,7 m/s

Er is voor gekozen om de invloed van deze twee parameters (type windturbine en windsnelheid) te bekijken, daar zij het belangrijkste zijn voor de economische rentabiliteit. Uiteraard kunnen in het model nog talrijke andere parameters aangepast worden, die ook invloed hebben op de rentabiliteit, maar in mindere mate.

**Basis termen financiële rentabiliteit windenergie**

Parameter	Uitleg
CAPEX	Enmalige investeringskosten voor alle 'hardware', met name de windturbine, fundering, kabels en toegangswegen.
OPEX	Jaarlijkse onderhoudskosten.
DEVEX	Ontwikkelkosten voorafgaand aan de bouw (Mer, vergunningaanvraag etc.).
Eigen vermogen (EV)	Eigen geld, meestal 20% van totale projectkosten.
Vreemd vermogen (VV)	Geleend geld, meestal van de bank, meestal 80% van totale projectkosten.
Project IRR	Verwachte winst, uitgedrukt in % per jaar, voor het totale project.
EV IRR	Verwachte winst op ingelegd eigen vermogen, uitgedrukt in % per jaar.
Netto contante waarde (NPV)	Totale hoeveelheid winst over de economische looptijd van het project (meestal 15 jaar), verdisconteert met 8% per jaar.
Windsnelheid P50	Geschatte <i>gemiddelde</i> windsnelheid op ashoogte.
Windsnelheid P90	Geschatte windsnelheid op ashoogte die met <i>90% zekerheid</i> gehaald wordt.
SDE+	Subsidie van Rijksoverheid op geproduceerde elektriciteit.

## Hoe beoordeel je de financiële rentabiliteit van windturbines op Elzenburg de Geer?

We kijken hiervoor naar:

- ↑ Verwachte winst van het totale project: **Project IRR**.  
Deze mag in de regel **niet onder 8%** zakken, anders investeert de bank niet.
- ↑ Verwachte winst op het eigen vermogen: **EV IRR**.  
Dit is de belangrijkste graadmeter. Deze mag in de regel **niet onder de 12%** zakken, anders investeert een projectontwikkelaar niet.
- ↑ Netto contante waarde van het project: **NPV**.  
Dit is de verkoopwaarde van een project op moment 'nu'. De meeste ontwikkelaars houden als verdisconteringsvoet 8% aan, maar tegenwoordig worden ook lagere percentages aangehouden, bijvoorbeeld 6,5% (hiervan gaat de NPV substantieel omhoog).

Nogmaals, de parameters die het meeste invloed hebben op de financiële rentabiliteit zijn:

- ↑ Windsnelheid, direct gerelateerd aan kWh (MWh) opbrengst.
- ↑ Prijs windturbine, zijnde de grootste kostenpost in CAPEX.

### Windopbrengst

We kijken in deze financiële berekening naar 2 verschillende windsnelheden:

- ↑ 6,7 m/s op 100m hoogte
- ↑ 6,2 m/s op 100m hoogte

Onze eerste indicatie is dat de windsnelheid op Elzenburg de Geer 6,7 m/s bedraagt. Dit is uitgezocht via een 'quick & dirty' KNMI berekeningsmodel.

N.B.1: Omdat windsnelheid een zeer belangrijke parameter is, wordt aangeraden om een 'Wind Assessment' te doen. Dit is een windstudie van een aantal dagen waarbij op meer nauwkeuriger wijze de windsnelheid berekend wordt.

N.B.2: Voor financiering van het project door de bank is uiteindelijk een windmeetcampagne van een 6 maanden tot een jaar nodig, bijvoorbeeld met Lidar. Hier zijn substantiële kosten mee gemoeid.

Resultaten opbrengst MegaWattuur (MWh):

6,7 m/s	
Windturbine	MWh P50 per windturbine
Enercon E115-3000	9.109
Alstom ECO 122	9.002
Siemens SWT 2,3-113	7.664

6,7 m/s	
Windturbine	MWh P50 per windturbine
Enercon E115-3000	7.098
Alstom ECO 122	7.349
Siemens SWT 2,3-113	6.550

Bovenstaande getallen kunnen we invullen in ons financieel model. Zie ook bijlage 1.

### Financieringsparameters

De waarden voor de belangrijkste financieringsparameters zijn te zien in bijlage 2.

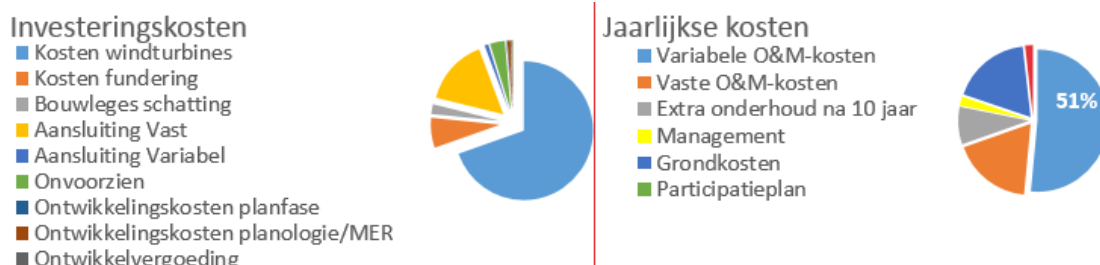
Rente vreemd vermogen: 4%

## CAPEX en OPEX

In het financiële rekenmodel van Bosch & Van Rijn worden de berekende windsnelheden en financieringsparameters ingevoerd. Naast deze parameters voeren we CAPEX- en OPEX-kosten. Vooral belangrijk is de prijs van de windturbines. Voor de 3 typen windturbines hebben we bij de producenten prijzen opgevraagd.

Voor overige parameters zie bijlage 3.

Voor een typische verdeling van CAPEX en OPEX, zie onderstaand figuur:



## Resultaten

6,7 m/s P50			
Windturbine	Project IRR	Equity IRR	NPV
Enercon E115-3000	9,3%	19,2%	4,21 mln
Alstom ECO 122	12,7%	29,1%	6,88 mln
Siemens SWT 2,3-113	14,3%	34,1%	6,67 mln

6,2 m/s P50			
Windturbine	Project IRR	Equity IRR	NPV
Enercon E115-3000	4,8%	5,7%	-0,78 mln
Alstom ECO 122	8,6%	17,0%	2,79 mln
Siemens SWT 2,3-113	14,3%	34,1%	6,67 mln

### Conclusies:

- ↑ Bij 6,7 m/s P50 zijn alle 3 typen windturbines economisch rendabel te exploiteren.
- ↑ Bij 6,2 m/s P50 zijn niet alle windturbintypen economisch rendabel te exploiteren. In dit geval heeft de Enercon E115 een negatief resultaat.

In bijlage 4 zijn de resultaten van het rekenmodel weergegeven.

Bijbehorende jaarlijkse cashflows zijn in bijlage 5 weergegeven (alleen voor Enercon E115, als voorbeeld).

*NB: aan gepresenteerde resultaten kunnen nadrukkelijk geen rechten ontleend worden.*

## Financiële risico's

In een windproject zitten globaal de volgende financiële risico's:

Soort Risico	Grootte risico	Kans	Beperken risico
Project wordt weggestemd door de raad, verlies DEVEX	€200.000 – 400.000	Groot	Gemeente ontwikkelt zelf windproject
Aangekochte windturbines presteren niet goed, of fabrikant gaat failliet, contracten niet goed	Van enkele €10.000 per jaar - faillissement	Zeer klein	Keuze windturbine door professionals laten doe
SDE+ zakt door de Energiebasisprijs (3,0€ct in 2016)	Bij prijs van 2,8€ct: IRR EV daalt 1,5-2% IRR Project daalt 0,5-0,7%	Klein	Niet mogelijk, wordt bepaald door wereldolieprijs
Minder wind <i>eerste 3 jaar</i> (gemiddelde over 15 jr windsnelheid blijft zelfde)	Geen winstuitkering eerste jaren, extra lening noodzakelijk	Matig	Afspraken maken met bank over uitstel betalingen mogelijk
Wind waait minder hard <i>over 15 jaar</i> (ec. levensduur) i.v.m. klimaatverandering	Faillissement	Zeer klein	Niet mogelijk.
Ontwikkeling door ECO niet professioneel	Van enkele €10.000 per jaar - faillissement	Klein	ECO laten ondersteunen door professionals
Rente vreemd vermogen (VV) schiet omhoog	Bij rente 6%: IRR EV daalt ca. 4,6% IRR Project daalt niet	Klein	Financiering door professionals laten uitvoeren
In bouwfase gaat er iets heel erg mis	Bij eigen schuld: faillissement	Zeer klein	Is te verzekeren. Bouw door professionals laten uitvoeren

## Conclusies

- ↑ Een windproject op Elzenburg de Geer is zeer waarschijnlijk financieel rendabel.
- ↑ Het is aan te raden om een wind resource assessment te laten uitvoeren, dit geeft veel meer zekerheid over de economische rentabiliteit.
- ↑ Het voornaamste risico bij de ontwikkeling van een windpark zit in het afblazen van het project door de Gemeenteraad. Kosten: €200.000-400.000.



Bosch & Van Rijn  
Groenmarktstraat 56  
3521 AV Utrecht

Tel: 030-677 6466  
Mail: [info@boschenvanrijn.nl](mailto:info@boschenvanrijn.nl)  
Web: [www.boschenvanrijn.nl](http://www.boschenvanrijn.nl)

© Bosch & Van Rijn 2015

Behoudens hetgeen met de opdrachtgever is overeengekomen, mag in dit rapport vervatte informatie niet aan derden worden bekendgemaakt. Bosch & Van Rijn BV is niet aansprakelijk voor schade door het gebruik van deze informatie.

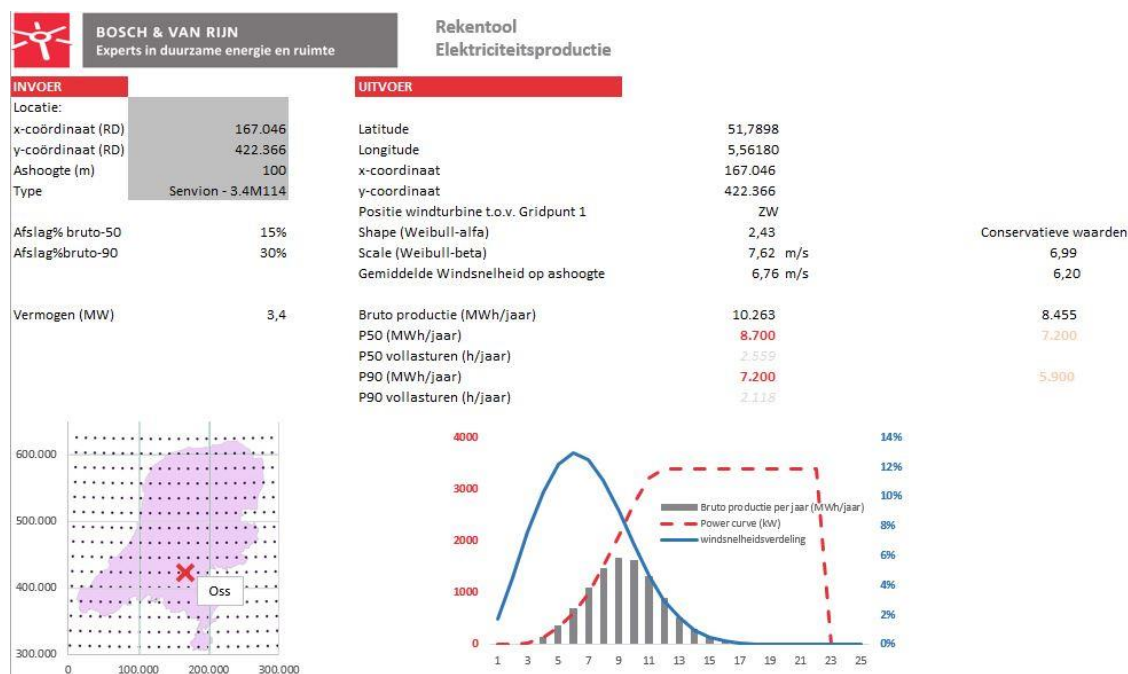
## BIJLAGEN

### 1. Windopbrengst

Eén van de twee belangrijkste inputparameters in de financiële modellen is windsnelheid. De windsnelheid bepaalt in principe de kWh opbrengst. We kijken naar de volgende 2 windsnelheden:

- ↑ 6,7 m/s
- ↑ 6,2 m/s (conservatieve schatting)

Corresponderend zijn onderstaande tabellen 1, 2 en 3.



Tabel 1 – Voorbeeld berekening windsnelheid 6,7 en 6,2 m/s voor Senvion windturbine

	Vermogen (MW)	Masthoogte (m)	Prijsfactor bovenop ECN	Aantal w/t's	Bruto productie (MWh/jaar)	P50 (MWh/jaar)	P90 (MWh/jaar)
Niet in gebruik							
Enercon E-115 / 3000	3	120	1,2		10.717	9.109	7.502
Alstom - ECO 122	2,7	120	1,1		10.591	9.002	7.414
Siemens - SWT 2.3-113	2,3	100	1,0		9.016	7.664	6.311
Senvion - 3.2MM114	3,2	123	0,98		10.746	9.134	7.522

Tabel 2 – Berekening kWh opbrengst voor 4 windturbines 6,7 m/s

	Vermogen (MW)	Wasthoogte (m)	Prijsfactor bovenop ECN	Aantal turbines	Bruto productie (MWh/jaar)	P50 (MWh/jaar)	P90 (MWh/jaar)
Niet in gebruik							
Enercon E-115 / 3000	3	120	1,2		8.351	7.098	5.846
Alstom - ECO 122	2,7	120	1,1		8.646	7.349	6.052
Siemens - SWT 2.3-113	2,3	100	1,0		7.706	6.550	5.394
Senvion - 3.2MM114	3,2	123	0,98		8.455	7.187	5.919

Tabel 3 – Berekening kWh opbrengst voor 4 windturbines 6,2 m/s

## 2. Financieringsparameters

We gebruiken de volgende financieringsparameters:

Gegevens omtrent Financiering en Belasting		Optie 1	Optie 2	Optie 3
		Enercon E-115 / 3000	Alstom - ECO 122	Siemens - SWT 2.3-113
Percentage Eigen Vermogen		20%	20%	20%
Equity		5.405	4.498	3.529 keuro
Percentage Vreemd vermogen	80%	80%	80%	80%
Debt		21.622	17.991	14.115 keuro
Percentage Obligaties		0,0%	0,0%	0,0%
Achtergestelde lening (EV)	€ -	-	-	- keuro
<b>Eigen vermogen</b>				
Rente Eigen Vermogen	8,0%			
<b>Vreemd vermogen</b>				
Rente Vreemd Vermogen	4,0%			
Tenor	15 jaar			
Aflossingsschema	Lineair			
<b>Obligatieregeling</b>				
Rente	5%			
Tenor	20 jaar			
<b>Overig</b>				
Afschrijvingsduur	15 jaar			
Vennootschapsbelasting	25%			

Aflossingsschema obligatieregeling: op eenvierde en halverwege de looptijd wordt een kwart van de hoofdsom afgelost. de andere helft aan het eind van de looptijd

Tabel 4 – Input parameters financiering

## 3. Invoer CAPEX en OPEX parameters financieel model

In onderstaande tabellen staan de parameters zoals ze ingevoerd worden in het financieel model, voor 3 windturbines: Enercon (optie 1), Alstom (optie 2) en Siemens (optie 3), voor 2 windsnelheden.

De belangrijkste parameter in dit tabblad is: aanschafkosten windturbine.



CAPEX en OPEX		Optie 1	Optie 2	Optie 3
		Enercon E-115 / 3000	Alstom - ECO 122 Siemens - SWT 2.3-113	
Verwachte jaarproductie (P50)		9.109	9.002	7.664 MWh/jaar
Aantal windturbines	6	6	6	6
Totaal vermogen		18	16,2	13,8 MW
Totale productie per jaar		54.657	54.014	45.982 MWh/jaar
Levensduur	25 jaar	25	25	25 jaar
<b>Baten</b>				
Verkoopprijs elektriciteit	40 euro/MWh			
Indexering verkoopprijs	0%			
SDE basisbedrag	90 euro/MWh	MWh in fase 3, 98 €/MWh in fase 4)		
Looptijd subsidieregeling	15 jaar			
Indexering baten	0%			
<b>CAPEX Kengetallen</b>				
Windturbine	1000 keuro/MW	Kosten windturbines	21.600	17.820
Fundering	10% van prijs wtbs	Kosten fundering	2.160	1.782
Bouwleges gemeente Haarlem	2,96% van prijs wtbs	Bouwleges schatting	703	580
Aansluitingskosten vast	800 keuro	Aansluiting Vast	800	800
Aansluitingskosten variabel	15,0 keuro/MW	Aansluiting Variabel	270	243
Onvoorzien	5% van prijs wtbs	Onvoorzien	1.080	891
Ontwikkelingskosten planfase	2,5 keuro/MW	Ontwikkelingskosten planfase	45	41
Ontwikkelingskosten planologie/MER	12,5 keuro/MW	Ontwikkelingskosten planologie/MER	225	203
Ontwikkelingskosten overig	6 keuro/MW	Ontwikkelingskosten overig	108	97
Kosten voorbereiding en toezicht	2 keuro/MW	Kosten voorbereiding en toezicht	36	32
Indexering CAPEX	0%		27.027	22.489
<b>OPEX</b>				
Indexering OPEX	1,5%			
Variabele O&M-kosten	14,3 euro/MWh/jaar	782	772	658 keuro/jaar
Vaste O&M-kosten	15,3 keuro/MW/jaar	275	248	211 keuro/jaar
Extra onderhoud na 10 jaar	2,37 euro/MWh/jaar	130	128	109 keuro/jaar
Management	0,10% van CAPEX	27	22	18 keuro/jaar
Grondkosten	5,0 euro/MWh/jaar	273	270	230
<b>Participatieplan</b>				
Omgevingskosten	0,5 euro/MWh/jaar	27	27	23 keuro/jaar
OPEX eerste 10 jaar		1.385	1.340	1.139 keuro/jaar
OPEX na 10 jaar		1.514	1.468	1.248 keuro/jaar
Investering per MW		1.502	1.388	1.279 keuro/MW
Grondkosten per MW		€ 15.182	€ 16.671	€ 16.660
Omgevingskosten per MW		€ 1.518	€ 1.667	€ 1.666

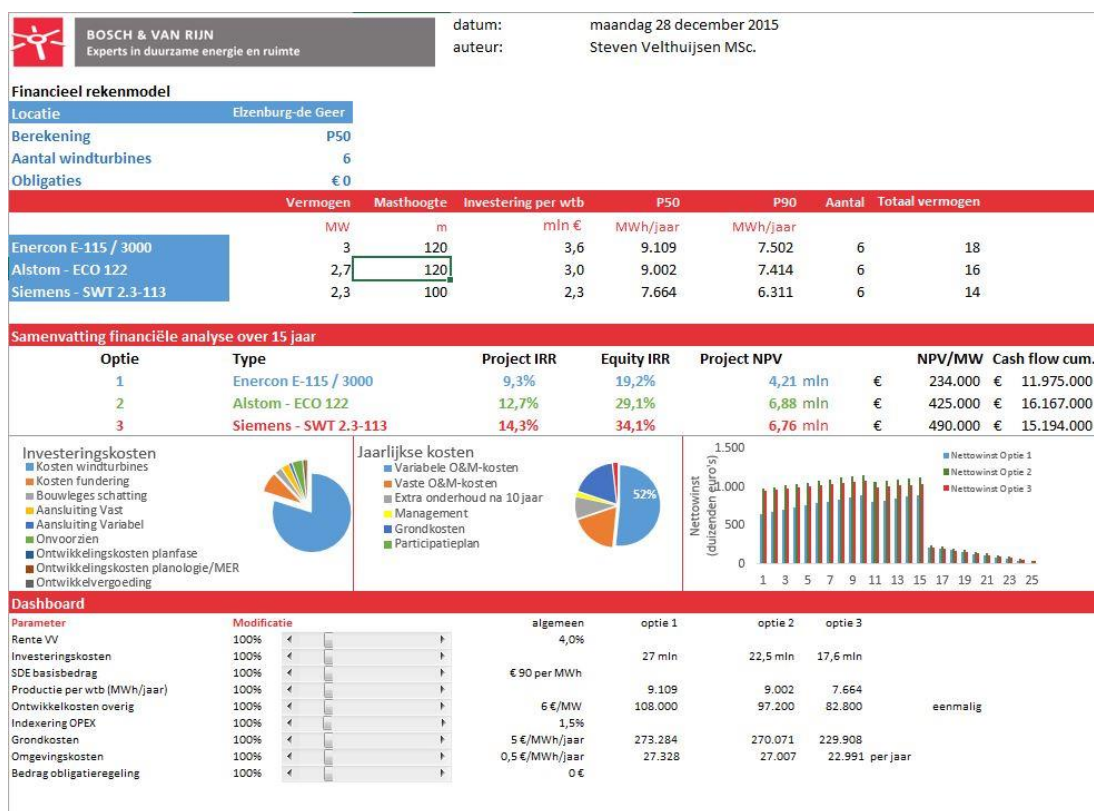
Tabel 5 – CAPEX en OPEX bij 6,7 m/s

CAPEX en OPEX		Optie 1	Optie 2	Optie 3
		Enercon E-115 / 3000	Alstom - ECO 122 Siemens - SWT 2.3-113	
Verwachte jaarproductie (P50)		7.098	7.349	6.550 MWh/jaar
Aantal windturbines	6	6	6	6
Totaal vermogen		18	16,2	13,8 MW
Totale productie per jaar		42.590	44.095	39.301 MWh/jaar
Levensduur	25 jaar	25	25	25 jaar
<b>Baten</b>				
Verkoopprijs elektriciteit	40 euro/MWh			
Indexering verkoopprijs	0%			
SDE basisbedrag	90 euro/MWh	MWh in fase 3, 98 €/MWh in fase 4)		
Looptijd subsidieregeling	15 jaar			
Indexering baten	0%			
<b>CAPEX Kengetallen</b>				
Windturbine	1000 keuro/MW	Kosten windturbines	21.600	17.820
Fundering	10% van prijs wtbs	Kosten fundering	2.160	1.782
Bouwleges gemeente Haarlem	2,96% van prijs wtbs	Bouwleges schatting	703	580
Aansluitingskosten vast	800 keuro	Aansluiting Vast	800	800
Aansluitingskosten variabel	15,0 keuro/MW	Aansluiting Variabel	270	243
Onvoorzien	5% van prijs wtbs	Onvoorzien	1.080	891
Ontwikkelingskosten planfase	2,5 keuro/MW	Ontwikkelingskosten planfase	45	41
Ontwikkelingskosten planologie/MER	12,5 keuro/MW	Ontwikkelingskosten planologie/MER	225	203
Ontwikkelingskosten overig	6 keuro/MW	Ontwikkelingskosten overig	108	97
Kosten voorbereiding en toezicht	2 keuro/MW	Kosten voorbereiding en toezicht	36	32
Indexering CAPEX	0%		27.027	22.489
<b>OPEX</b>				
Indexering OPEX	1,5%			
Variabele O&M-kosten	14,3 euro/MWh/jaar	609	631	562 keuro/jaar
Vaste O&M-kosten	15,3 keuro/MW/jaar	275	248	211 keuro/jaar
Extra onderhoud na 10 jaar	2,37 euro/MWh/jaar	101	104	93 keuro/jaar
Management	0,10% van CAPEX	27	22	18 keuro/jaar
Grondkosten	5,0 euro/MWh/jaar	213	220	197
<b>Participatieplan</b>				
Omgevingskosten	0,5 euro/MWh/jaar	21	22	20 keuro/jaar
OPEX eerste 10 jaar		1.146	1.143	1.007 keuro/jaar
OPEX na 10 jaar		1.247	1.248	1.100 keuro/jaar
Investering per MW		1.502	1.388	1.279 keuro/MW
Grondkosten per MW		€ 11.831	€ 13.609	€ 14.239
Omgevingskosten per MW		€ 1.183	€ 1.361	€ 1.424

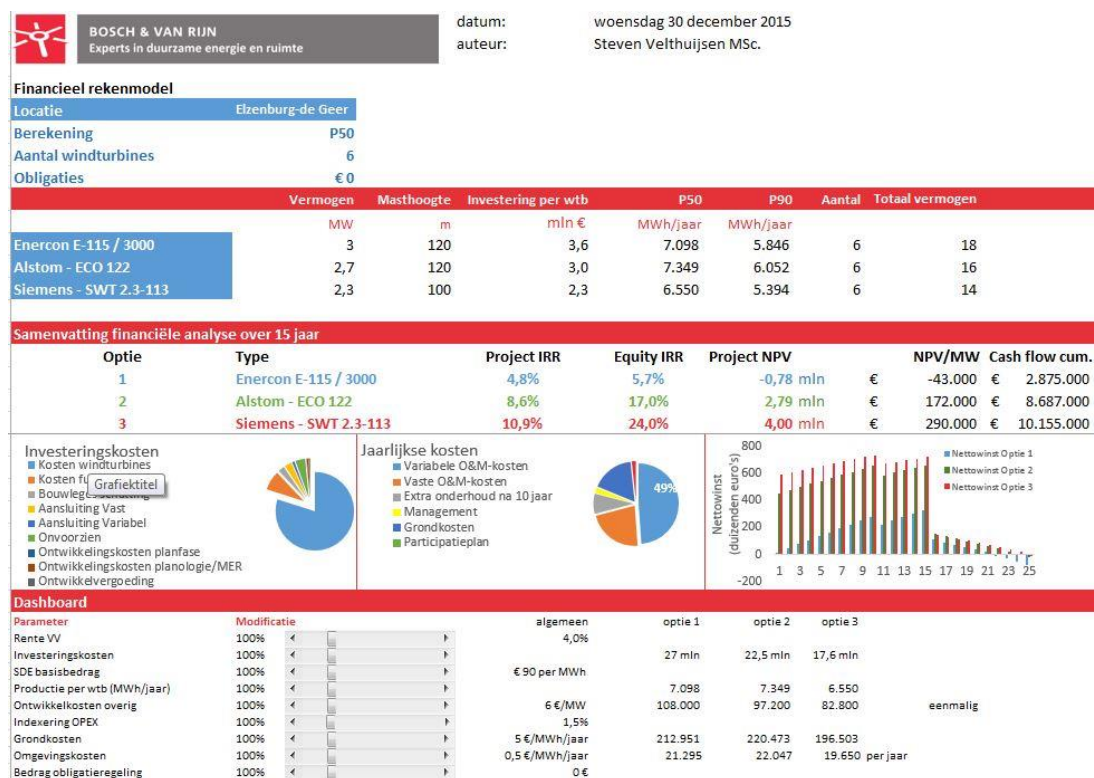
Tabel 6 – CAPEX en OPEX bij 6,2 m/s

## 4. Resultaten

Nu de windsnelheden, CAPEX en OPEX bekend zijn kunnen de resultaten (Project IRR, Equity IRR en Project NPV) berekend worden, wederom voor de 3 genoemde windturbintypen.



Tabel 7 – Resultaten 3 windturbine bij 6,7 m/s



Tabel 8 – Resultaten 3 windturbine bij 6,2 m/s



## 5. Cashflows

Bijbehorende cashflows zien er als volgt uit (als voorbeeld is de Enercon windturbine weergegeven):

Cashflow voor 1 wtb	in duizenden euro's	Enercon E-115 / 3000															
		Jaren:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Omzet</b>		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Inkomsten SDE keuro		4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919
Inkomsten na SDE keuro		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totaal</b>		4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919
<b>Operationele kosten</b>		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
OPEX keuro/MW		-1.385	-1.405	-1.426	-1.448	-1.470	-1.492	-1.514	-1.537	-1.560	-1.583	-1.607	-1.631	-1.655	-1.680	-1.706	
Extra onderhoudskosten keuro/MW		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>EBITDA</b>	-27.027	3.534	3.514	3.493	3.471	3.450	3.427	3.405	3.382	3.359	3.336	3.312	3.289	3.266	3.243	3.220	3.197
Afschrijving keuro/MW		-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802
<b>EBIT</b>		1.733	1.712	1.691	1.669	1.648	1.626	1.603	1.581	1.558	1.534	1.510	1.487	1.464	1.441	1.418	1.395
<b>Lening</b>		21.622	21.622	20.180	18.739	17.297	15.856	14.415	12.973	11.532	10.090	8.649	7.207	5.766	4.324	2.883	1.441
Hoofdsom keuro/MW		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aflossing keuro/MW		-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441
Obligatielening keuro/MW		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aflossing obligaties keuro/MW		-865	-807	-750	-692	-634	-577	-519	-461	-404	-346	-288	-231	-173	-115	-58	0
Rentekosten lening keuro/MW		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rentekosten obligaties keuro/MW		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>EBT</b>	868	905	941	978	1.013	1.049	1.084	1.119	1.154	1.188	1.222	1.256	1.290	1.324	1.358	1.392	1.426
Belastbare Winst keuro/MW		868	905	941	978	1.013	1.049	1.084	1.119	1.154	1.188	1.222	1.256	1.290	1.324	1.358	1.392
Vennootschapsbelasting keuro/MW		-217	-226	-235	-244	-253	-262	-271	-280	-288	-297	-297	-297	-297	-297	-297	-297
<b>Nettowinst keuro/MW</b>	-27.027	651	679	706	733	760	787	813	839	865	891	917	943	969	995	1.021	1.047
<b>EBITDA</b>	-27.027	3.534	3.514	3.493	3.471	3.450	3.427	3.405	3.382	3.359	3.336	3.312	3.289	3.266	3.243	3.220	3.197
EBIDA		-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027
Equity		-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405
<b>15 jaar</b>																	
Project IRR		9,2%	9,3%	9,4%	9,5%	9,6%	9,7%	9,8%	9,9%	10,0%	10,1%	10,2%	10,3%	10,4%	10,5%	10,6%	10,7%
Equity IRR		19,0%	19,2%	19,4%	19,6%	19,8%	20,0%	20,2%	20,4%	20,6%	20,8%	21,0%	21,2%	21,4%	21,6%	21,8%	22,0%
Equity NPV		€ 3.995.661	€ 4.205.478	€ 4.258.799	€ 4.312.110	€ 4.365.421	€ 4.418.732	€ 4.472.043	€ 4.525.354	€ 4.578.665	€ 4.631.976	€ 4.685.287	€ 4.738.598	€ 4.791.909	€ 4.845.220	€ 4.898.531	€ 4.951.842
Baten		€ 4.919	€ 4.919	€ 4.919	€ 4.919	€ 4.919	€ 4.919	€ 4.919	€ 4.919	€ 4.919	€ 4.919	€ 4.919	€ 4.919	€ 4.919	€ 4.919	€ 4.919	€ 4.919
Exploitatiekosten		€ -1.385	€ -1.405	€ -1.426	€ -1.448	€ -1.470	€ -1.492	€ -1.514	€ -1.537	€ -1.560	€ -1.583	€ -1.607	€ -1.631	€ -1.655	€ -1.680	€ -1.706	€ -1.732
Financieringskosten		€ -2.306	€ -2.249	€ -2.191	€ -2.133	€ -2.076	€ -2.018	€ -1.960	€ -1.903	€ -1.845	€ -1.787	€ -1.730	€ -1.672	€ -1.614	€ -1.557	€ -1.499	€ -1.441
Belasting		€ -217	€ -226	€ -235	€ -244	€ -253	€ -262	€ -271	€ -280	€ -288	€ -297	€ -297	€ -297	€ -297	€ -297	€ -297	€ -297
<b>Nettowinst</b>		€ 651	€ 679	€ 706	€ 733	€ 760	€ 787	€ 813	€ 839	€ 865	€ 891	€ 917	€ 943	€ 969	€ 995	€ 1.021	€ 1.047

Tabel 9 – Cashflows 6,7 m/s

Cashflow voor 1 wtb	in duizenden euro's	Enercon E-115 / 3000															
		Jaren:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Omzet</b>		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Inkomsten SDE keuro		3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833
Inkomsten na SDE keuro		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totaal</b>		3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833
<b>Operationele kosten</b>		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
OPEX keuro/MW		-1.146	-1.163	-1.180	-1.198	-1.216	-1.234	-1.253	-1.272	-1.291	-1.310	-1.330	-1.350	-1.370	-1.390	-1.411	
Extra onderhoudskosten keuro/MW		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>EBITDA</b>	-27.027	2.687	2.670	2.653	2.635	2.617	2.599	2.580	2.562	2.542	2.523	2.504	2.485	2.466	2.447	2.428	2.409
Afschrijving keuro/MW		-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802	-1.802
<b>EBIT</b>		886	868	851	833	815	797	779	760	741	721	702	683	664	645	626	607
<b>Lening</b>		21.622	21.622	20.180	18.739	17.297	15.856	14.415	12.973	11.532	10.090	8.649	7.207	5.766	4.324	2.883	1.441
Hoofdsom keuro/MW		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aflossing keuro/MW		-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441	-1.441
Obligatielening keuro/MW		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aflossing obligaties keuro/MW		-865	-807	-750	-692	-634	-577	-519	-461	-404	-346	-288	-231	-173	-115	-58	0
Rentekosten lening keuro/MW		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rentekosten obligaties keuro/MW		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>EBT</b>	21	61	101	141	181	220	260	298	337	375	413	451	489	527	565	603	641
Belastbare Winst keuro/MW	21	61	101	141	181	220	260	298	337	375	413	451	489	527	565	603	641
Vennootschapsbelasting keuro/MW	-5	-15	-25	-35	-45	-55	-65	-75	-84	-94	-104	-114	-124	-134	-144	-154	-164
<b>Nettowinst keuro/MW</b>	-27.027	16	46	76	106	136	165	195	224	253	282	311	340	369	398	427	456
<b>EBITDA</b>	-27.027	2.687	2.670	2.653	2.635	2.617	2.599	2.580	2.562	2.542	2.523	2.504	2.485	2.466	2.447	2.428	2.409
EBIDA		-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027	-27.027
Equity		-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405	-5.405
<b>15 jaar</b>																	
Project IRR		4,7%	4,8%	4,8%	4,9%	5,0%	5,1%	5,2%	5,3%	5,4%	5,5%	5,6%	5,7%	5,8%	5,9%	6,0%	6,1%
Equity IRR		5,3%	5,7%	5,6%	5,5%	5,4%	5,3%	5,2%	5,1%	5,0%	4,9%	4,8%	4,7%	4,6%	4,5%	4,4%	4,3%
Equity NPV		€ -869.237	€ -780.754	€ -799.816	€ -818.878	€ -837.940	€ -857.002	€ -876.064	€ -895.126	€ -914.188	€ -933.250	€ -952.312	€ -971.374	€ -990.436	€ -1.009.498	€ -1.028.560	€ -1.047.622
Baten		€ 3.833	€ 3.833	€ 3.833	€ 3.833	€ 3.833	€ 3.833	€ 3.833	€ 3.833	€ 3.833	€ 3.833	€ 3.833	€ 3.833	€ 3.833	€ 3.833	€ 3.833	€ 3.833
Exploitatiekosten		€ -1.146	€ -1.163	€ -1.180	€ -1.198	€ -1.216	€ -1.234	€ -1.253	€ -1.272	€ -1.291	€ -1.310	€ -1.330	€ -1.350	€ -1.370	€ -1.390	€ -1.411	€ -1.432
Financieringskosten		€ -2.306	€ -2.249	€ -2.191	€ -2.133	€ -2.076	€ -2.018	€ -1.960	€ -1.903	€ -1.845	€ -1.787	€ -1.730	€ -1.672	€ -1.614	€ -1.557	€ -1.499	€ -1.441
Belasting		€ -5	€ -15	€ -25	€ -35	€ -45	€ -55	€ -65	€ -75	€ -84	€ -94	€ -104	€ -114	€ -124	€ -134	€ -144	€ -154
<b>Nettowinst</b>		€ 16	€ 46	€ 76	€ 106	€ 136	€ 165	€ 195	€ 224	€ 253	€ 282	€ 311	€ 340	€ 369	€ 398	€ 427	€ 456

Tabel 10 – Cashflows 6,2 m/s

NB: Aan alle gepresenteerde resultaten kunnen nadrukkelijk geen rechten ontleend worden.