

Bosch & van Rijn

Franz-Lisztplantsoen 220
3533 JG Utrecht
030 – 677 6466

Auteurs

Daan Booij

Opdrachtgever

Gemeente Lansingerland



Financiële analyse windenergie
Gemeente Lansingerland, definitieve versie



Bosch & van Rijn
experts in duurzame energie

Financiële analyse windenergie

Gemeente Lansingerland

Datum	23 oktober 2023
Versie	1.0
Auteurs	Daan Booij

Bosch & Van Rijn
Franz-Lisztplantsoen 220
3533 JG Utrecht

Tel: 030-677 6466
Mail: info@boschenvanrijn.nl
Web: www.boschenvanrijn.nl

© Bosch & Van Rijn 2023

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

Inhoudsopgave

FINANCIËLE ANALYSE

1.1	<i>Aanleiding</i>	3
1.2	<i>Inleiding</i>	4
1.3	<i>Uitgangspunten</i>	5
1.4	<i>Uitgaven</i>	6
1.5	<i>Resultaten</i>	8
1.6	<i>Gevoeligheidsanalyse afstand tot netstation</i>	11

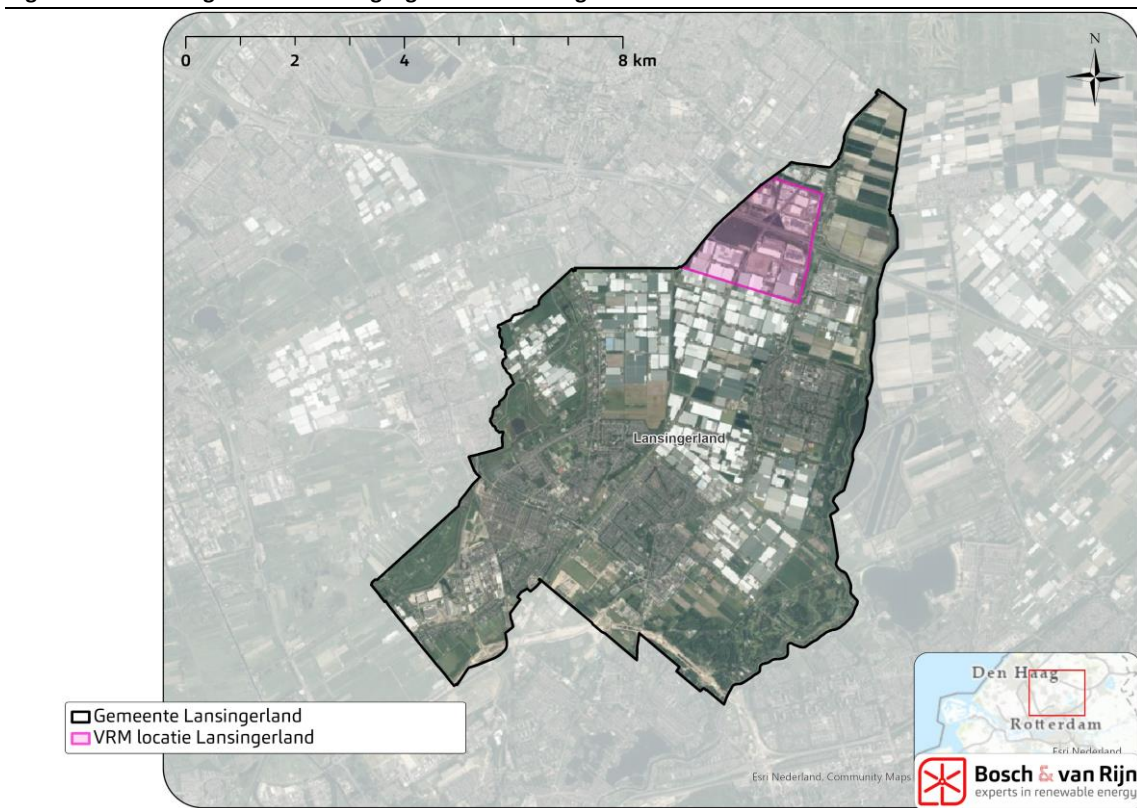
Financiële analyse

1.1 Aanleiding

De nieuwe coalitiepartijen van Zuid-Holland hebben zich tot doel gesteld om in het najaar van 2023 een besluit te nemen over de locatie voor windenergie in de gemeente Lansingerland. Hiertoe heeft de gemeente de provincie ingeschakeld om de haalbaarheid voor windenergie binnen de gemeente onderzoeken. Bosch & van Rijn voorziet een second opinion op de reeds opgestelde stukken en een actualisatie van de economische haalbaarheidsstudie die Pondera in 2021 heeft opgesteld.

Een significant verschil ten opzichte van het onderzoek van Pondera uit 2021 betreft het gewenste rendement op eigen vermogen. In dat onderzoek bedroeg het gewenste rendement 9,0%. Destijds waren de basisbedragen vastgesteld op 0,0475 €/kWh voor reguliere windturbines en 0,055 €/kWh voor hoogtebeperkte windturbines. In de huidige analyse baseren we ons echter op de tarieven en aannames van BPL uit 2023. Hierbij is het gewenste rendement op eigen vermogen verhoogd naar 12%, en zijn de basisbedragen vastgesteld op 0,0644 €/kWh voor reguliere windturbines en 0,0963 €/kWh voor hoogtebeperkte windturbines. Met name het basisbedrag voor windturbines met hoogtebeperking is aanzienlijk gestegen ten opzichte van 2021.

Figuur 1 Plangebied windenergie gemeente Lansingerland.



1.2 Inleiding

Om inzicht te verkrijgen in de aspecten die de financiële haalbaarheid van windturbines in de gemeente Lansingerland beïnvloeden is in dit hoofdstuk het rendement berekend dat een ontwikkelaar van een windproject kan verwachten. In deze rapportage is een berekening uitgevoerd vier windturbineopstellingen waarin twee windturbintypen zijn onderzocht.

De betreffende windturbintypen waarvoor de businesscaseberekening is uitgevoerd staan weergegeven in Tabel 1. De bruto elektriciteitsproductie van een windturbine is berekend door het windaanbod op ashoogte met de vermogenscurve van de windturbine te vermenigvuldigen. Om tot de netto elektriciteitsproductie te komen zijn vervolgens nog 13% energieverliezen in rekening gebracht. Dit resulteert in de volgende netto elektriciteitsproductie per windturbine (Tabel 1).

Tabel 1 Windturbineopstellingen

Windturbintype en vermogen	Aantal turbines	Ashoogte (m)	Tiphoogte (m)	Bruto productie opstelling (MWh / jaar)	Netto productie opstelling (MWh / jaar)
Enercon E115 3.0	1	88	145,5	10.148	8.829
Enercon E-147 EP5 5000	1	115	188	18.029	13.784
Enercon E115 3.0	5	88	145,5	50.740	50.224
Enercon E-147 EP5 5000	3	115	188	54.087	47.055

Veel van de uitgangspunten baseren wij op het eindadvies SDE++ 2023, welke ten grondslag liggen aan de hoogte van de basisbedragen waar door windexploitanten aanspraak op kan worden gemaakt¹. Waar dit het geval is wordt als bronvermelding (PBL, 2023) genoemd. In paragraaf 1.5 zijn de resultaten van de business case berekening weergegeven, en wordt uitgelegd in welke scenario's windturbines wel of niet financieel haalbaar zullen zijn.

De rentevolatiliteit is momenteel zeer hoog waardoor het onzeker is of tegen de tijd dat de lening voor een windpark wordt verstrekt eenzelfde rente geldt als waarvan deze analyse uitgaat. Deze berekening is een momentopname, marktverwachtingen en daarmee rentes veranderen voortdurend.

¹ Het eindadvies SDE++ en het eindadvies SCE zijn te raadplegen op <https://www.pbl.nl/sde/publicaties>

1.3 **Uitgangspunten**

1.3.1 *SDE++ wind op land, regulier*

Windturbines genereren inkomsten uit de verkoop van elektriciteit tegen een marktprijs die kan worden aangevuld door een subsidie uit de SDE++. De SDE++ is een regeling waarmee producenten van duurzame energie van de overheid een bijdrage ontvangen per opgewekte kWh. Voor windenergie is dit basisbedrag afhankelijk van de verwachte windsnelheid op 100 meter hoogte in de gemeente waarin de windturbines gebouwd zullen worden. De verwachte windsnelheid wordt niet per locatie specifiek bepaald, maar kan per gemeente worden afgelezen van een door RVO gepubliceerde windkaart².

Voor de gemeenten Lansingerland geldt een gemiddelde windsnelheid op 100 meter hoogte van $\geq 7,00$ m/s en $< 7,5$ m/s. Dit is een gemiddelde categorie van wat in Nederland voorkomt. Voor de SDE++ ronde van 2023 geldt hier een basisbedrag €64,40 per MWh.

De SDE++-bijdrage komt neer op het verschil tussen het basisbedrag en de gemiddelde 'grijsstroomprijs'. Op deze manier worden producenten van windstroom gecompenseerd voor het feit dat productiekosten van windenergie vaak hoger zijn dan de productiekosten van grijze stroom. Bijvoorbeeld: bij een grijsstroomprijs van €40 per MWh zal de exploitant van het windpark nog €24,40 per MWh erbij krijgen van de overheid.

De opbrengst van het windpark bestaat uit de inkomsten uit de verkoop van elektriciteit op het net tegen de grijsstroomprijs in de eerste 15 jaar aangevuld vanuit de SDE++. Door de verwachte productie te vermenigvuldigen met het basisbedrag vinden we een schatting van de jaarlijkse inkomsten uit de verkoop van elektriciteit, voor de looptijd van de SDE++-regeling (15 jaar). In de daaropvolgende jaren ontvangt de exploitant enkel nog de verkoopprijs (grijsstroomprijs) van de geproduceerde elektriciteit. Wij gaan uit van een lange-termijn grijsstroomprijs van €62 per MWh, in aansluiting op de aannames van het PBL.

Het basisbedrag waar exploitanten vanuit de SDE++ aanspraak op kunnen maken wordt jaarlijks vastgesteld in lijn met de kostprijs van elektriciteit opgewekt door moderne windturbines. Omdat deze kostprijs bij moderne windturbines voortdurend daalt, daalt ook het basisbedrag voortdurend. Er zijn dan ook steeds grotere windturbines nodig om een rendabele business case te behalen. Voor windturbines met een tiphoogte van minder dan ca. 200 meter geldt dat het reguliere basisbedrag inmiddels al onvoldoende is om een rendabele business case op te leveren.

1.3.2 *SDE++ wind op land, hoogtebeperkt*

In gebieden in en rondom nationale en militaire luchthavens kan vanwege hoogtebeperkingen (maximale tiphoogte van 150m) aanspraak worden gemaakt op hoogtebeperkte SDE++ subsidie. Omdat de windparken hier over het algemeen kleiner

² Zie: <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2018/12/Windsnelheid%20per%20gemeente%20SDE%20december%202018.pdf>

zijn met een lager opgesteld vermogen liggen de kosten voor het ontwikkelen van windparken hier hoger en kan er daarom aanspraak worden gemaakt op een hoger SDE++ basisbedrag. Voor windturbines in de gemeente Lansingerland op een locatie met hoogtebeperkingen aanspraak gemaakt worden op een basisbedrag van €96,3/MWh. Deze categorie is voor windturbines met een maximale tiphoogte van 150m. Windturbines die net boven deze hoogtebeperking uitkomen zullen minder (en vermoedelijk niet) rendabel zijn omdat er dan geen aanspraak meer gemaakt kan worden op de hoogtebeperkte SDE++.

1.3.3 *Garanties van Oorsprong (GVO's)*

Per opgewekte MWh aan duurzame energie ontstaat één garantie van oorsprong. Deze kan worden losgekoppeld van de bijbehorende elektriciteit en apart worden verhandeld. De elektriciteit is dan niet langer 'groen'. De waarde van GvO's worden in de SDE++ meegenomen in het zogenaamde correctiebedrag. Simpel gezegd betekent dit dat inkomsten uit GvO's in mindering worden gebracht op de te ontvangen subsidie. Om deze reden, en omdat de waarde van GvO's erg onzeker is, zijn inkomsten uit GvO's in voorliggende business case analyse niet afzonderlijk meegenomen.

1.4 **Uitgaven**

1.4.1 *Investeringskosten (CAPEX)*

Tabel 2 toont de investeringskosten die in deze financiële analyse als uitgangspunt zijn genomen. De investeringskosten bestaan voor het grootste deel uit de aanschafprijs van de windturbines, de kosten voor de fundering en netaansluitingskosten.

Tabel 2 **Investeringskosten (CAPEX)**

Capex kengetallen	Regulier	Hoogtebeperkt
Windturbine	970 k€/MW	1185 k€/MW
Balance of plant (fundering, parkbekabeling, civiel)	25% van de bouwkosten van de windturbines	
Netaansluitingskosten	Deze kosten zijn afhankelijk van het vermogen van het windpark en de afstand tot het netaansluitingspunt. Voor alle scenario's is een kabellengte van 3 km aangehouden. In de gevoeligheidsanalyse in paragraaf 1.6 onderzoeken we de resultaten van een kortere of langere kabellengte. Voor het doorgerekende scenario's met één windturbine worden de kosten ingeschat op €1,45 miljoen, op basis van een aangenomen aansluittarief van €250.000 en een aanvullend tarief van €400.000 per km kabel. Voor het doorgerekende scenario's met drie en vijf windturbines worden de kosten ingeschat op €1,75 miljoen, op basis van een aangenomen aansluittarief van €400.000 en een aanvullend tarief van €450.000 per km kabel. Afhankelijk van de gemeente waarin de windturbines komen te staan. In de gemeente Lansingerland is dit € 3.950 voor bouwkosten vanaf €1.000.000 vermeerderd met 1,70% van de bouwsom.	
Gemeentelijke leges voor bouwactiviteiten	Afhankelijk van de gemeente waarin de windturbines komen te staan. In de gemeente Lansingerland is dit € 3.950 voor bouwkosten vanaf €1.000.000 vermeerderd met 1,70% van de bouwsom.	

Onvoorzien	5% van de prijs van de windturbine & fundering
Ontwikkelingskosten planfase (DEVEX)	21 keuro/MW
Kosten voorbereiding en toezicht	2 keuro/MW

1.4.2 Operationele kosten (OPEX)

Een windturbine heeft, in tegenstelling tot de meeste productievormen, geen brandstof nodig om elektriciteit te produceren. Er zijn jaarlijks wel andere operationele kosten, zoals garantie- en onderhoudscontracten, grondkosten, diverse verzekeringen, netinstandhoudingskosten, (eigenverbruik), OZB, beheer en land- en wegonderhoud. Wij rekenen met de getallen die PBL gebruikt bij het vaststellen van de basisbedragen voor de SDE++ en vullen deze aan met kosten voor management en een kostenpost van €0,50 per MWh ten behoeve van een omgevingsfonds. De operationele kosten zijn weergegeven in Tabel 3.

Tabel 3 Operationele kosten (OPEX)

OPEX kengetallen	Regulier	Hoogtebeperkt
Variabele O&M kosten	€6,2 per MWh	€6,5 per MWh
Vaste O&M kosten	€14.33 per MW per jaar	€18.38 per MW per jaar
Extra O&M kosten na 15 jaar		5%
Grondvergoeding	€2,10 per MWh	
Opslag voor transactiekosten en basisprijspremie	€2,70 per MWh	
Management	0,10% van CAPEX	
Omgevingsfonds (richtbedrag NWEA)	€0,50 per MWh	

1.4.3 Financieringskosten

Een windpark vergt een grote investering die doorgaans niet geheel door de ontwikkelaar uit eigen zak (eigen vermogen) wordt betaald. Een deel van de investering kan worden geleend van een kredietverstrekker, zoals een bank. Deze lening (vreemd vermogen) wordt doorgaans in ca. 15 jaar terugbetaald. Over het openstaande bedrag wordt jaarlijks rente betaald.

In voorliggende analyse zijn wij ervan uitgegaan dat de windturbine als volgt wordt bekostigd:

- 80% inleg vreemd vermogen en 20% inleg eigen vermogen.
- 4,5% rente op vreemd vermogen.
- lineaire aflossing in 15 jaar.

1.4.4 Belasting

Over het bedrijfsresultaat moet vennootschapsbelasting worden betaald. De afschrijving voor de banklening mag hiervan worden afgetrokken.

1.5 Resultaten

1.5.1 Kasstroom

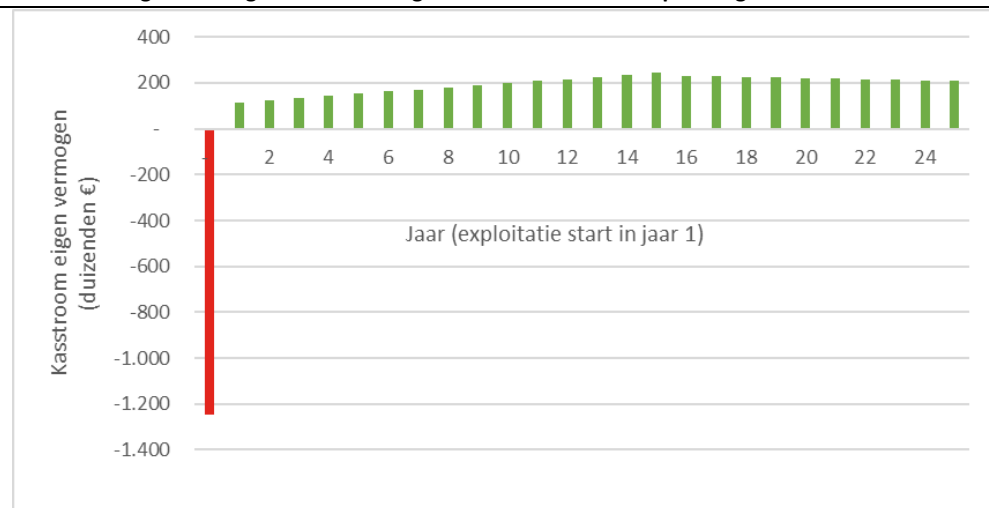
De hierboven beschreven kosten en baten zorgen elk jaar van de exploitatie van een windturbine voor een nettowinst of -verlies voor de ontwikkelaar/exploitant (Figuur 2 t/m Figuur 5).

In jaar 0 wordt een grote uitgave gedaan: een deel van de investering zal uit eigen vermogen moeten worden betaald.

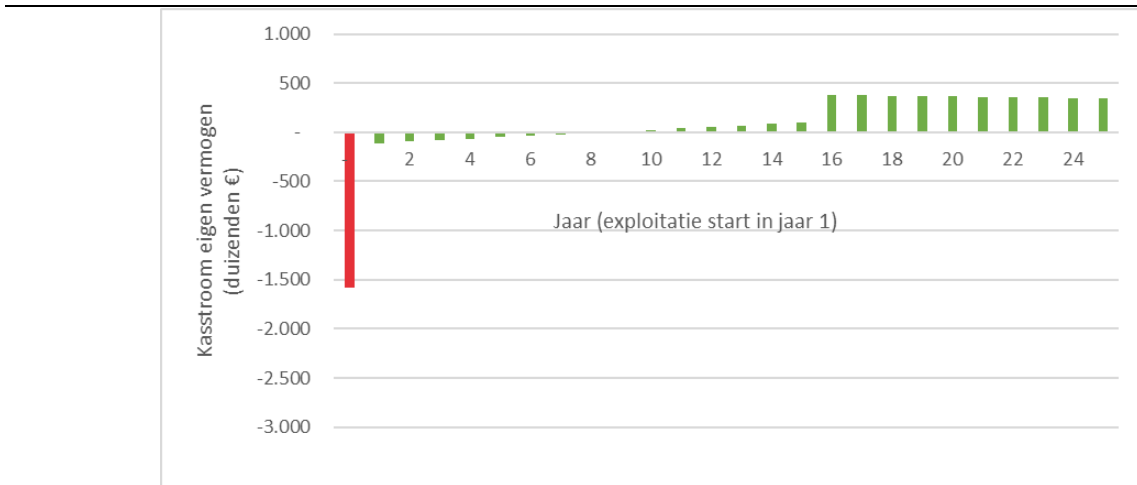
In de jaren 1 t/m 15 zijn de inkomsten hoog door de SDE++. De kosten zijn ook hoog omdat de openstaande lening moet worden terugbetaald.

In de jaren 16 en verder vallen zowel de SDE++-bijdrage als de financieringskosten weg en zijn de opbrengsten nog relatief hoog vanwege de hoge lange termijn elektriciteitsprijs.

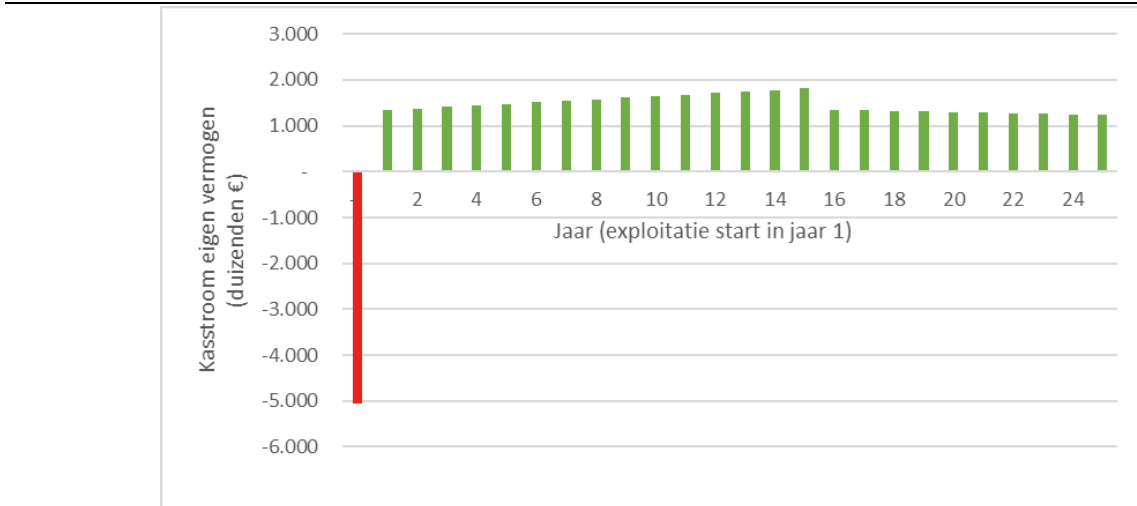
Figuur 2 Kasstroom eigen vermogen voor de doorgerekende windturbine opstelling van 1x Enercon E115 3.0.



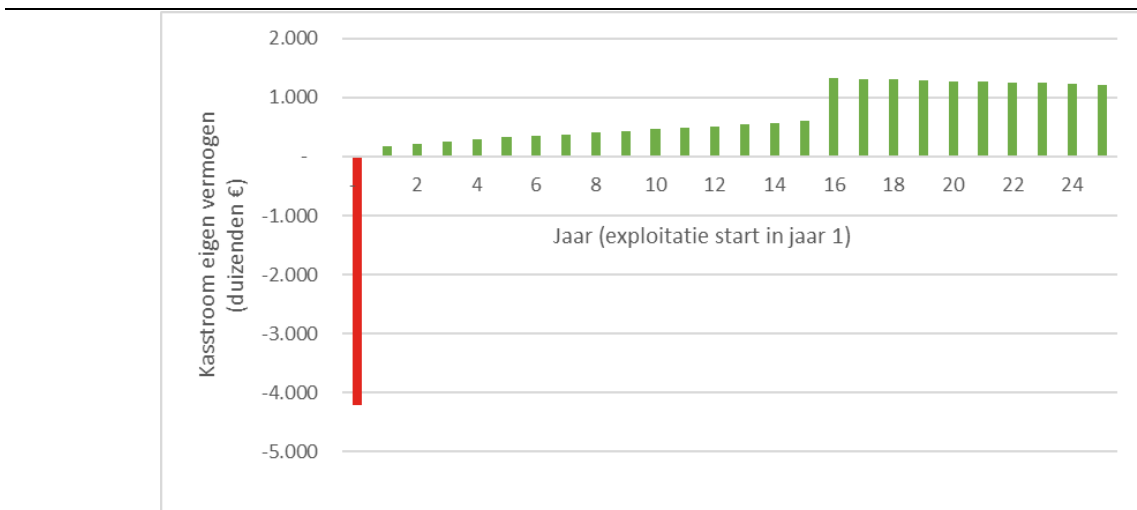
Figuur 3 Kasstroom eigen vermogen voor de doorgerekende windturbine opstelling van 1x Enercon E-147 EP5 5000.



Figuur 4 Kasstroom eigen vermogen voor de doorgerekende windturbine opstelling van 5x Enercon E115 3.0.



Figuur 5 Kasstroom eigen vermogen voor de doorgerekende windturbine opstelling van 3x Enercon E-147 EP5 5000.



1.5.2 *Interne opbrengstvoet*

De belangrijkste resultante van de berekening is de interne opbrengstvoet (Internal Rate of Return, IRR) van het project, oftewel het netto rendement van de investering. Hoe hoger de IRR, des te rendabeler het project.

Veel ontwikkelaars hanteren een grenswaarde waar de IRR aan moet voldoen, om een investering de moeite waard te laten zijn. Als een project een hogere interne opbrengstvoet heeft dan deze grenswaarde wil dat niet alleen zeggen dat het project winstgevend is (dat is al het geval bij een IRR van 0,1%), maar ook dat het **voldoende winstgevend** is naar de maatstaven van de ontwikkelaar.

Project IRR

Het project IRR is berekend door de interne opbrengstvoet te berekenen van een reeks getallen met in jaar 0 de totale investering, gevolgd door de bruto winst (EBITDA) in de jaren daarop. Dit is dus het rendement zonder de (hefboom)effecten van financiering.

Equity IRR

Het rendement op eigen vermogen is berekend door de interne opbrengstvoet te berekenen van een reeks getallen met in jaar 0 dat deel van de investering dat met eigen vermogen is betaald, gevolgd door de kasstroom na belasting (EBITDA minus rente & aflossing, minus vennootschapsbelasting).

1.5.3 *Rendabiliteit*

Bij een levensduur van de windturbines van 20 jaar leidt de kasstroom tot de volgende resultaten:

Tabel 4 Resultaat van de financiële analyse bij de in dit hoofdstuk beschreven uitgangspunten en een levensduur van 20 jaar.

Scenario	Totale investering	Project IRR	Equity IRR
1x Enercon E115 3.0	€ 6,2 miljoen	7,7%	12,0%
1x Enercon E-147 EP5 5000	€ 7,9 miljoen	3,5%	0,6%
5x Enercon E115 3.0	€ 25,3 miljoen	13,5%	28,4%
3x Enercon E-147 EP5 5000	€ 21,1 miljoen	6,8%	9,1%

1.5.4 *Conclusie*

In lijn met de aannames van het PBL nemen wij als uitgangspunt dat een windturbineproject in de eerste ontwikkelfase als voldoende rendabel kan worden beschouwd als hiermee een jaarlijks rendement van 12,0% op de eigen inleg kan worden behaald. Uit de resultaten blijkt dat zowel bij één als bij drie windturbines van het type E147 EP5 5000 geen rendement van 12% of meer op eigen vermogen wordt behaald.

PBL heeft berekend welke basisbedragen nodig zijn om tot een rendement van 12% op eigen vermogen te komen. Het berekende basisbedrag door PBL (om tot een rendabele businesscase te komen) is echter gebaseerd op een groter referentie windturbintype (5 – 7 MW). Omdat de turbintypes waarmee gerekend in dit onderzoek is gerekend een stuk kleiner zijn dan de turbines waar PBL van uitgaat is het aantal kWh dat wordt opgewekt ook lager. Daarom worden in deze scenario's geen rendement op eigen vermogen van 12% behaald. Het basisbedrag is voor dit formaat (en kleinere formaten) niet voldoende om tot een rendabele businesscase te komen.

Voor de scenario's met zowel één als vijf turbines van het type Enercon E115 3.0 in hoogtebeperkingsgebied wordt daarentegen wel een rendement op eigen vermogen (Equity IRR) van 12,0% of meer gehaald. De windturbines in hoogtebeperkte gebieden laten aanzienlijk positievere resultaten zien. Dit is voornamelijk te wijten aan het feit dat het SDE++ basisbedrag voor hoogtebeperkte gebieden ongeveer 50% hoger ligt dan dat voor niet-hoogtebeperkte SDE++, terwijl de extra kosten voor windturbines in hoogtebeperkte gebieden relatief beperkt zijn. Bovendien zijn de basisbedragen van PBL gebaseerd op windturbines met een maximale tiphoogte van 150 meter. Omdat in deze analyse ook wordt uitgegaan van een turbine met een tiphoogte van ongeveer 150 meter sluit dit goed aan.

Het is echter van belang op te merken dat in alle scenario's (beperkte) winst wordt behaald. Als de ontwikkelaar bereid is een lager rendement op eigen vermogen te accepteren, kan dit project mogelijk nog steeds als winstgevend worden beschouwd.

1.6 Gevoeligheidsanalyse afstand tot netstation

Het is aannemelijk dat de windturbines niet exact op een afstand van 3 kilometer van een elektriciteitsstation worden geplaatst. Om de impact van een eventuele afwijking in de investeringskosten als gevolg hiervan te verduidelijken, tonen de onderstaande tabellen de rendabiliteit van de voorbeeldscenario's wanneer we respectievelijk rekenen met afstanden van 1 en 5 kilometer tot het elektriciteitsstation. Hieruit volgt niet dat er scenario's zijn die bij een afstand van 1 km tot een netstation toch rendabel zouden blijken zijn. Wel wordt duidelijk dat het scenario van 1x Enercon E115 niet meer rendabel is als er een netaansluiting van 5 km nodig is in plaats van 3 km.

Tabel 5 Gevoeligheidsanalyse netaansluiting 1x Enercon E115 3.0.

Scenario	Afstand tot netstation	Totale investering	Project IRR	Equity IRR
1x Enercon E115 3.0	1000 meter	€ 5,4 miljoen	9,8%	17,8%
	3000 meter	€ 6,2 miljoen	7,7%	12,0%
	5000 meter	€ 7 miljoen	6,0%	7,4%

Tabel 6 Gevoeligheidsanalyse netaansluiting 1x Enercon E-147 EP5 5000.

Scenario	Afstand tot netstation	Totale investering	Project IRR	Equity IRR
1x Enercon E-147 EP5 5000	1000 meter	€ 7,1 miljoen	4,8%	3,9%
	3000 meter	€ 7,9 miljoen	3,5%	0,6%
	5000 meter	€ 8,7 miljoen	2,4%	-2,2%

Tabel 7 Gevoeligheidsanalyse netaansluiting 5x Enercon E115 3.0.

Scenario	Afstand tot netstation	Totale investering	Project IRR	Equity IRR
5x Enercon E115 3.0	1000 meter	€ 24,4 miljoen	14,2%	30,4%
	3000 meter	€ 25,3 miljoen	13,5%	28,4%
	5000 meter	€ 26,2 miljoen	12,9%	26,5%

Tabel 8 Gevoeligheidsanalyse netaansluiting 3x Enercon E-147 EP5 5000.

Scenario	Afstand tot netstation	Totale investering	Project IRR	Equity IRR
3x Enercon E-147 EP5 5000	1000 meter	€ 20,2 miljoen	7,4%	10,6%
	3000 meter	€ 21,1 miljoen	6,8%	9,1%
	5000 meter	€ 22,0 miljoen	6,3%	7,7%





Bosch & van Rijn
experts in duurzame energie

Franz-Lisztplantsoen 220
3533 JG Utrecht
www.boschenvanrijn.nl

