

Bosch & van Rijn

Franz-Lisztplantsoen 220
3533 JG Utrecht
030 – 677 6466

Auteurs

Ludo van Broekhuizen

Opdrachtgever

Provincie Utrecht

Financiële analyse windenergie

Provincie Utrecht – Stichtse Vecht (gebied 43)



Bosch & van Rijn
experts in duurzame energie

Financiële analyse windenergie

Provincie Utrecht – Stichtse Vecht (gebied 43)

Datum	19 juni 2025
Versie	1.1
Auteurs	Ludo van Broekhuizen
Tweede lezer	Steven Velthuijsen

Bosch & Van Rijn
Franz-Lisztplantsoen 220
3533 JG Utrecht

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

© Bosch & Van Rijn 2025

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

Hoofdstuk 1 Financiële analyse

1.1 Inleiding

Om inzicht te verkrijgen in de financiële haalbaarheid van windturbines in zoekgebied 43 in Stichtse Vecht zijn berekeningen uitgevoerd met een financieel model. Deze rapportage beschouwt daartoe een vijftal scenario's. Elk scenario beschrijft de financiële haalbaarheid, uitgaande van een ander formaat windturbine. Per afmetingklasse is gerekend met een representatief en beschikbaar windturbintype. Vervolgens is bepaald hoeveel van deze turbines nodig zouden zijn om aan het opwekdoel van 80 GWh per jaar te voldoen in het zoekgebied in Stichtse Vecht. De scenario's zijn weergegeven in Tabel 1.

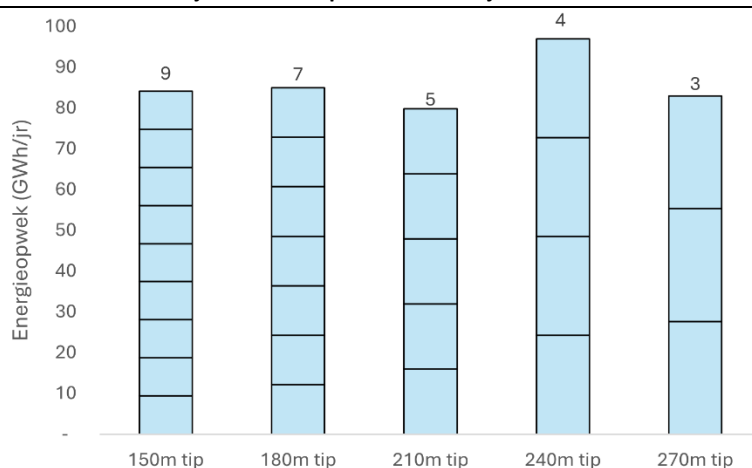
Tabel 1 Windturbineopstellingen.

Scenario	1	2	3	4	5
Tiphoogte	270 m	240 m	210 m	180 m	150 m
Producent	Nordex	Vestas	Enercon	Siemens	Nordex
Type	N175/6,8	V162 6.2	E-138 E3 4260	SWT 3,6-120	N117 3,0
Netto productie (GWh/windturbine/jr)	27,6	24,2	16,0	12,1	9,3
Aantal*	3	4	5	7	9

* bij opwekminimum van 80 GWh

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 netto elektriciteitsproductie per windturbine, zoals opgenomen in Tabel 1. In Figuur 1 is per scenario weergegeven hoeveel turbines nodig zijn om het opwekdoel van 80 GWh te halen.

Figuur 1 Overzicht aantal turbines en bijbehorende opwek voor de vijf beschouwde scenario's



Veel van de uitgangspunten baseren wij op het eindadvies SDE++ 2025. De aannames uit dit advies liggen ten grondslag aan de hoogte van de basisbedragen waar

door windexploitanten aanspraak op kan worden gemaakt¹. Waar dit het geval is wordt als bronvermelding (PBL, 2025) genoemd. In paragraaf 1.4 zijn de resultaten van de business-case-berekening weergegeven.

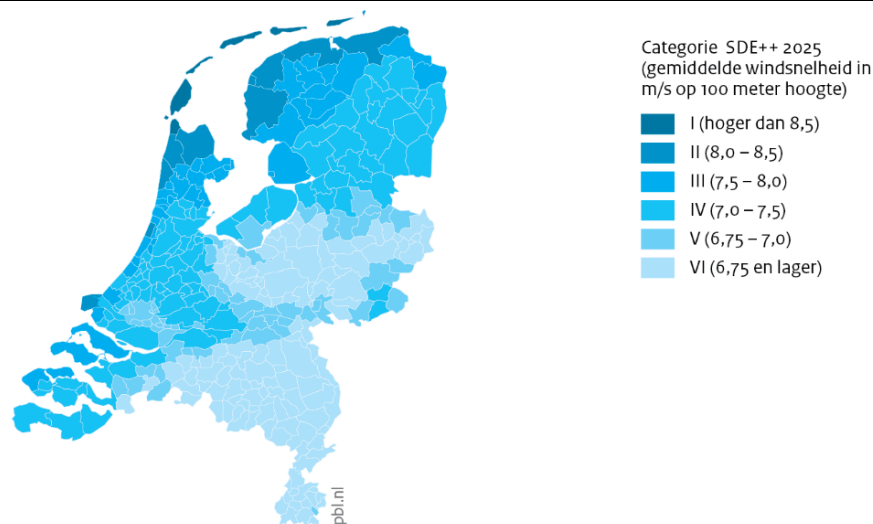
Een aantal uitgangspunten in de business-case kent een hoge mate van volatiliteit, waardoor het onzeker is of de uitgangspunten waarvan deze analyse uitgaat nog accuraat zijn tegen de tijd dat een windpark wordt gefinancierd. Deze berekening is een momentopname. Rentes, stroomprijzen en productiekosten veranderen voortdurend. Daarom bevat de rapportage ook een gevoeligheidsanalyse van een aantal relevante uitgangspunten.

1.2 Inkomsten

1.2.1 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 de windkaart zoals weergegeven in Figuur 2.

Figuur 2 Gemiddelde windsnelheid per gemeente, zoals toegepast in Eindadvies basisbedragen SDE++ 2025



Bron: KNMI, CBS, RVO

Voor de gemeente Stichtse Vecht geldt een gemiddelde windsnelheid op 100 meter hoogte van 7,0 – 7,5 m/s, ofwel categorie IV. Hierdoor zal de elektriciteitsproductie van windturbines in deze gemeente ongeveer gemiddeld zijn ten opzichte van andere plekken in het land. Voor de SDE++ ronde van 2025 hoort hier een basisbedrag bij van € 61,40 per MWh.

¹ Het eindadvies SDE++ is te raadplegen op [Eindadvies basisbedragen SDE++ 2025 | Planbureau voor de Leefomgeving](#)

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 € 50,00 per MWh zal de exploitant van het windpark nog € 11,40 per MWh erbij krijgen van de overheid. Opgemerkt wordt dat de exploitant in het geval van negatieve elektriciteitsprijzen op piekmomenten geen aanspraak maakt op het basisbedrag van de SDE++.

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 € 48,50 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.

1.2.2 *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.

1.3 **Uitgaven**

1.3.1 *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)

Onderdeel	Omschrijving investeringskosten
Windturbine	1.090 k€/MW ²
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 de doorgerekende scenario's met een totaalopwek van tenminste 80 GWh per jaar is een kabellengte van 5,5 km als uitgangspunt genomen voor een aansluiting op het dichtstbijzijnde netstation Breukelenwaard. De kosten hiervan worden ingeschat op circa €7 miljoen, op basis van een aangenomen starttarief van € 900.000 en een aanvullend tarief van €1.125.000 per km kabel. Opgemerkt dat een maatwerkofferte van de netbeheerder (Stedin) benodigd is om de daadwerkelijke kosten te ramen.
Provinciale leges voor bouw en planologische activiteiten	Afhankelijk van het bevoegd gezag dat verantwoordelijk is voor de vergunningprocedure. Uitgaande van een projectprocedure door de provincie Utrecht bedragen de leges ca. € 70.000. Hierin zijn legekosten meegenomen voor: ▪ Bouwactiviteit (bouwtechnisch) ▪ Omgevingsplanactiviteit (ruimtelijk) ▪ Milieubelastende activiteit ▪ Uitgebreide voorbereidingsprocedure bij milieubelastende activiteiten ▪ Milieueffectrapportage ▪ Fora- en fauna-activiteit
Onvoorzien	5% van de prijs van de windturbine & fundering
Ontwikkelingskosten planfase (DEVEX)	21 keuro/MW
Kosten voorbereiding en toezicht	2 keuro/MW
Nadeelcompensatie	€ 450.000*

* Dit bedrag voor de nadeelcompensatie is gebaseerd op de raming die is gehanteerd voor Windpark Rijnenburg. Dat windpark wordt ontwikkeld aan de zuidkant van Utrecht en kent een vergelijkbare omvang als de scenario's die in deze analyse worden beschouwd. Voor een accurate schatting dient een gespecialiseerd bureau te worden ingeschakeld.

1.3.2 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 wegenonderhoud. 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.

² In deze rapportage wordt soms gebruik gemaakt van de afkortingen k€ en keuro. Deze termen betekenen hetzelfde. 1 k€ = 1 keuro = €1.000.

Tabel 3

Operationele kosten (OPEX)

OPEX kengetallen	Regulier
Variabele O&M kosten	€7,20 per MWh/jr
Vaste O&M kosten	13,61 keuro per MW/jr
Extra O&M kosten na 15 jaar	5%
Management	0,10% van CAPEX
Omgevingsfonds (richtbedrag NedZero)	€0,50 per MWh

1.3.3 *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:

- 75% inleg vreemd vermogen en 25% inleg eigen vermogen.
- 4% rente op vreemd vermogen.
- lineaire aflossing in 15 jaar.

1.3.4 *Rendement op eigen vermogen*

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 marktconform rendement van 10,0% op de eigen inleg kan worden behaald. We gaan dus uit van een rendement op eigen vermogen van 10%. Een ontwikkelaar kan ervoor kiezen om tevreden te zijn met een lager rendement op eigen vermogen of het project pas rendabel te beschouwen bij een hoger rendement.

Opgemerkt wordt dat de verstrekker van vreemd vermogen ook voldoende vertrouwen in het project moet hebben om de gevraagde investering te doen. Hiervoor geldt dat er geen vast rendement aan te koppelen is. Dit vergt een maatwerkbeoordeling waarin de opbrengsten en risico's voor de geldverstrekker tegen elkaar worden afgewogen. Zaken waar naar gekeken zal worden zijn onder andere het rendement, de reputatie van de initiatiefnemer en de kwaliteit van de planvorming en vergunning.

1.3.5 *Belasting*

Over het bedrijfsresultaat moet vennootschapsbelasting worden betaald. Deze bedraagt 25,8%. De afschrijving voor de banklening mag hiervoor van het bedrijfsresultaat worden afgetrokken.

1.3.6 *Overzicht kosten*

In onderstaande figuren is de verhouding tussen de in dit hoofdstuk beschreven kosten grafisch weergegeven. Hierbij is uitgegaan van scenario 1. Voor de andere scenario's zijn de verhoudingen vergelijkbaar.

Figuur 3 **Overzicht investeringskosten (CAPEX) en jaarlijkse operationele kosten (OPEX)**



1.4 Resultaten

De resultaten van de analyse zijn in deze paragraaf weergegeven. 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. De vormen van financieel rendement die in dit hoofdstuk aan bod komen zijn hieronder toegelicht:

- **Project IRR (Internal Rate of Return/Interne-opbrengstvoet):** 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).
 - **Equity NPV (Net Present Value/Netto contante waarde):** Dit is de dagwaarde van de kasstromen die specifiek naar de aandeelhouders gaan, nadat kosten zoals rente en aflossingen op schulden zijn afgetrokken. De NPV geeft een maat van de absolute waarde van het project. Een negatieve NPV betekent dat het project minder oplevert dan wanneer het geld in een andere investering een rendement van 10,0% zou genereren (uitgangspunt PBL). Heeft het project een IRR dat exact gelijk is aan het rendement dat bij andere investeringen behaald kan worden dan is de NPV precies gelijk aan €0. Het laat zien of een investering winstgevend is voor de eigen vermogensverschaffers.
- Hierbij wordt benadrukt dat een negatieve NPV (bij een rendement onder 10,0%) niet per definitie betekent dat er verlies wordt geleden. Een positief rendement onder de 10% zorgt nog steeds voor winst, maar niet zoveel als het richtbedrag dat gehanteerd wordt door het PBL. Ter vergelijking: de gemiddelde spaarrente in Nederland ten tijde van schrijven bedraagt ca. 1,5%.

In onderstaande tabel staan de resultaten van de analyse op basis van de in dit memo beschreven uitgangspunten.

Tabel 4

Resultaten business-case berekening

Scenario	Windturbines	Investering	Project IRR	Equity IRR	Project NPV (M€) ³	NPV/MW
1	3 x N175/6.8	€ 36,5 mln	7,5%	11,1%	0,70	€ 34.000
2	4 x V162 6.2	€ 44,3 mln	7,0%	9,8%	-0,15	€ -6.000
3	5 x E-138 E3 4260	€ 38,1 mln	6,3%	8,3%	-1,15	€ -54.000
4	7 x SWT 3.6-120	€ 45,0 mln	4,7%	4,7%	-4,16	€ -165.000
5	9 x N117 3.0	€ 48,2 mln	3,6%	1,9%	-6,80	€ -252.000

1.4.1

Gevoeligheidsanalyse

Het is aannemelijk dat een aantal variabelen in de praktijk zullen afwijken van de uitgangspunten die in het model zijn gehanteerd. Om de impact van een eventuele afwijking in deze variabelen als gevolg hiervan te verduidelijken, toont Tabel 5 de impact van een negatieve wijziging van een aantal procent op een aantal variabelen. Hierbij zijn percentages gehanteerd die in een orde van grootte liggen die passen bij de variabele. De impact is uitgedrukt in het effect op de equity-IRR van scenario 1. In dat scenario werd in de referentiesituatie een equity-IRR berekend van 11,1%.

Tabel 5

Gevoeligheidsanalyse t.o.v. referentiesituatie scenario 1 (equity-IRR 11,1%)

Variabele	Referentiewaarde	Verandering t.o.v. referentie [%]	Equity IRR	Relatief effect op equity IRR [%]
Rente vreemd vermogen	4,0%	20%	10,0%	-10,1%
SDE-basisbedrag	61,40 €/MWh	-5%	9,1%	-18,1%
Investeringskosten totaal	36,5 mln	20%	10,0%	-10,1%
Productie windturbines	82.919 MWh/jaar	-4%	9,7%	-12,6%
Grondkosten	2,3 €/MWh/jaar	20%	10,7%	-3,4%
Omgevingsfonds	0,5 €/MWh/jaar	20%	11,0%	-0,7%
Nadeelcompensatie	€ 450.000	100%	10,7%	-3,6%
Lengte netaansluiting	5,5 km	50%	8,7%	-21,0%

Te zien is dat met name een wijziging van het SDE-basisbedrag, opbrengstderiving van de windturbines en de lengte van de netaansluiting van significante invloed zijn op het rendement. Opgemerkt wordt dat onvoorziene grotere afwijkingen uiteraard ook een groter effect op het rendement zullen hebben.

Voor drie variabelen is de gevoeligheid hieronder nader toegelicht. Dit betreft de productie van de windturbines en de lengte van de netaansluiting.

Gevoeligheid SDE-basisbedrag

De hoogte van het SDE-basisbedrag heeft een significante invloed op het te halen rendement. Hierbij wordt wel opgemerkt dat dit bedrag jaarlijks dusdanig wordt vastgesteld, dat een business-case voor grootschalige windenergie in veel gevallen haalbaar blijft. In dat opzicht is het aannemelijk dat een daling van het SDE-basisbedrag alleen gepaard zou gaan met een daling van kosten. Het is echter nog niet bekend hoe de SDE-regeling er komende jaren uit zal zien.

Gevoeligheid productie windturbines

De productie van de windturbines kan verminderen als gevolg van mitigatie van milieueffecten (bijvoorbeeld geluid of slagschaduw) of curtailment (het stilzetten i.v.m. negatieve stroomprijzen). Doorgaans bedraagt de opbrengstderving als gevolg van mitigatie van milieueffecten tussen de 0% en 2% van de opbrengst. In 2024 waren er 275 uren met negatieve stroomprijzen. Dat is 3% van de tijd. Hoe dit zich in de toekomst ontwikkelt is lastig te voorspellen en hangt af van de inrichting van het elektriciteitsnet en eventuele opslag van stroom in batterijen. Van hoeveel derving er daadwerkelijk sprake zal zijn hangt onder andere af van afspraken met de omgeving en de contracten voor de verkoop van de stroom.

Gevoeligheid lengte netaansluiting

Uitgaande van levering aan het net zullen afspraken moeten worden gemaakt met de netbeheerder (Stedin) over de aansluiting op de netstations. Voor deze analyse is navraag gedaan bij Stedin over de aansluitingscapaciteit van nabijgelegen stations:

- Vinkeveen; tot 10 kV dus max 10 MW aan te sluiten. Dit station valt af voor Windpark Stichtse Vecht in deze omvang.
- Breukelerwaard: 50kV plus 21 kV na uitbreiding in 2033. Hier is mogelijk het hele windpark op aan te sluiten.
- Baambrugge 21 kV tot 20 MW. Waarschijnlijk overschrijdt de opbrengst van het windpark deze capaciteit. In dat geval is een energieopslagsysteem (EOS) benodigd.

Op basis van deze informatie zijn we in de analyse uitgegaan van aansluiting op station Breukelerwaard. Dit station ligt op ca. 5,5 km van het zoekgebied. Aan de toekomstige ontwikkelaar wordt aanbevolen vroeg in het proces met Stedin af te stemmen welke aansluitingsmogelijkheden er zijn en welke kosten daarmee gepaard gaan.

1.4.2 *Conclusie*

In lijn met de aannames van het PBL hanteren wij als uitgangspunt dat een windturbineproject als voldoende rendabel kan worden beschouwd als hiermee een jaarlijks rendement van 10,0% op de eigen inleg kan worden behaald.

Uit de berekening van deze business-case volgt dat in de scenario's met de grootste turbines (scenario's 1 en 2) dit rendement (nagenoeg) wordt behaald. In de scenario's met kleinere turbines zijn de investerings- en ontwikkelkosten wat hoger, wat zijn weerslag heeft op de rendementen. Het is uiteindelijk aan de initiatiefnemers om af te wegen met welk rendement zij genoeg nemen om te bepalen of zij willen investeren. Dit geldt ook voor het rendement dat lokale eigenaars op hun investering kunnen krijgen.

Opgemerkt wordt dat er een onzekerheid geldt voor de aannames die zijn gedaan voor deze business-case-berekening. De resultaten zijn daarom geen garantie, maar een indicatie van de te verwachten geldstromen. Middels de gevoeligheidsanalyse in paragraaf 1.4.1 is inzicht gegeven in het effect van afwijkingen van de aannames voor dit onderzoek.



Bosch & van Rijn
experts in duurzame energie

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

