

# Notitie financiële haalbaarheid wind Diemen

Betreft  
Financieel perspectief windprojecten Diemen

Datum  
24-2-2024

Aan  
Gemeente Diemen

Projectnummer  
723153

Van  
Janno Heger, Pondera Consult

Versienummer  
V5.0

Nagekeken door  
Anne de Boer

## 1 Introductie

De gemeente Diemen heeft Pondera verzocht om de financiële haalbaarheid van windprojecten in de gemeente in kaart te brengen. Op basis van eerder onderzoek zijn vier gebieden geselecteerd waarbinnen één windturbine ruimtelijk gezien inpasbaar kan zijn. Deze vier gebieden zijn de alternatieven die volgen uit de MER Wind Diemen. In nauwe afstemming met de gemeente Diemen is gekozen om de financiële haalbaarheid voor 4 verschillende opstellingen uit te werken (deze worden in deze notitie 'alternatieven' genoemd).

In deze notitie is de volgende structuur en werkwijze gehanteerd:

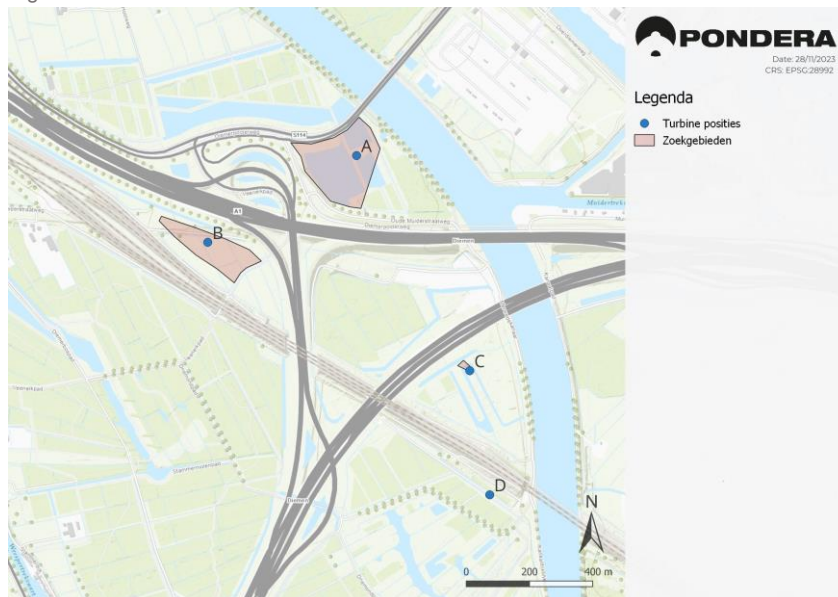
- Toelichting uitgangspunten (Hoofdstuk 2);
- Berekenen energieopbrengstverwachting (Hoofdstuk 3);
- Toelichting verwachte investerings- en operationele kosten (Hoofdstuk 4);
- Duiding overige financiële parameters zoals SDE++ en stroomprijzen (Hoofdstuk 5);
- Resultaten, discussie en conclusie (Hoofdstuk 6).

Verder geldt voor sommige technische begrippen (vollanduren, P90-waarde) een voetnoot is ingevoegd om deze te verduidelijken.

## 2 Uitgangspunten

De gemeente Diemen onderzoekt de potentie van wind in een viertal gebieden binnen de gemeente. Voor deze gebieden geldt dat er maximaal 1 turbine per gebied geplaatst kan worden én dat er een hoogtebeperking van maximaal 146 meter boven NAP geldt (conform het bestemmingsplan en als gevolg van de nabijgelegen luchthaven Schiphol). De vier gebieden die volgen uit de MER Wind Diemen en turbineposities zijn hieronder afgebeeld. De combinatie van turbineposities (=alternatieven) staan opgesomd in Tabel 2.1.

Figuur 2.1. Locatie windturbines



Tabel 2.1 Specificatie locatie en aantal turbines

Alternatief	Locaties	Aantal turbines
Maximale opbrengst	A-B-C-D	4
Lijnopstelling	A-C-D	3
Cluster	A-B-C	3
Cluster	A-B	2

Uit het bestemmingsplan volgt een hoogtebeperking van 146 meter boven NAP. Dit komt door de nabije ligging van luchthaven Schiphol. Hierdoor is er gekozen voor een referentieturbine van 144,5 meter tiphoogte. De specificaties van de gekozen Nordex turbine is weergegeven in Tabel 2.2. Dit model is op moment van schrijven (december 2023) leverbaar<sup>1</sup>.

Tabel 2.2 Specificatie turbine

Windturbine	
Windturbine type	Nordex N117
Aantal windturbines	2 tot 4
Vermogen per turbine	3,6 MW
Ashoogte	86 meter
Rotordiameter	117 meter
Tiphoogte	144,5 meter

<sup>1</sup> Fabrikanten kiezen er steeds vaker voor om de 'kleinere' modellen uit te faseren. De state-of-the-art windturbines zijn tegenwoordig 200 – 250 meter tiphoogte met een vermogen van minimaal 5 MW. Het geselecteerde model is daarom relatief oud, en het zou kunnen dat het model over een paar jaar niet meer gefabriceerd kan worden. Dit geldt echter ook voor soortgelijke modellen.

### 3 Energieopbrengst

Voor de verschillende alternatieven zijn energieopbrengstberekeringen uitgevoerd. Dit is een belangrijke input voor het bepalen van de financiële haalbaarheid. De opbrengstberekeringen zijn uitgevoerd met behulp van Windpro<sup>2</sup>. In deze opbrengstberekeringen zijn verliesposten zoals windafvang door windturbines onderling meegenomen.

Tabel 3.1 Energieopbrengst

Alternatief	Totaal vermogen (MW)	Gemiddelde windsnelheid	Jaarlijkse opbrengst (MWh)		Vollasturen <sup>3</sup>	
			P50 <sup>4</sup>	P90 <sup>5</sup>	P50	P90
Maximale opbrengst	14,4 MW	7,1 m/s	38.876	28.912	2.700	2.008
Lijnopstelling (A-C-D)	10,8 MW	7,1 m/s	29.689	22.079	2.749	2.044
Cluster (A-B-C)	10,8 MW	7,1 m/s	29.318	21.804	2.715	2.019
Cluster (A-B)	7,2 MW	7,1 m/s	19.492	14.496	2.707	2.013

#### Nadere duiding

Bovenstaande betreft een indicatieve opbrengstberekening, die als doel dient om een initiële businesscase vorm te geven. Het windklimaat is gebaseerd op langjarige modeldata, waarbij geen gebruik is gemaakt van metingen op locatie die inzicht geven in de lokale windcondities. De omgeving van de turbines is gemodelleerd op basis van online beschikbare hoogte- en ruwheidsmodellen; nadere detaillering van deze modellen is niet uitgevoerd.

### 4 Kosten

#### 4.1 Investeringskosten (CAPEX)

Wat betreft de investeringskosten, zijn er verschillende categorieën te onderscheiden en meegenomen:

- Windturbine;
- Fundament;
- Civiele werken (kraanopstelplaats, kappen van bomen, aanleggen tijdelijke weg, e.d.);
- Elektrische werken (leggen van stroomkabels, plaatsen onderstation, kosten netaansluiting);
- Financieringskosten;

<sup>2</sup> WindPro is software voor het modelleren van windenergie die wordt gebruikt in de sector van hernieuwbare energie. Het is ontworpen om ontwikkelaars van windprojecten te helpen de prestaties van windparken te evalueren, ideale windturbinelocaties te identificeren, windgegevens te analyseren en de verwachte energieproductie te bepalen. WindPro maakt gebruik van meteorologische modelleringsinformatie om windgedrag op specifieke locaties te voorspellen. Het maakt ook gebruik van windturbinemodellen om de prestaties van verschillende soorten turbines in verschillende windomstandigheden te simuleren.

<sup>3</sup> Het aantal vollasturen geeft aan hoeveel de energiebron op jaarbasis effectief (op vol vermogen) stroom produceert. Een windturbine heeft doorgaans bijvoorbeeld meer vollasturen dan een zonnepaneel omdat de wind vaker waait dan dat de zon schijnt. Het aantal vollasturen vermenigvuldigd met het vermogen van de energiebron geeft de jaarlijkse opbrengst.

<sup>4</sup> P50: de P50-waarde geeft aan wat de verwachte energieproductie is voor een gegeven combinatie van locatie en windturbine. Hierbij is de kans 50% dat de productie hoger uitvalt en 50% dat de productie lager uitvalt.

<sup>5</sup> P90: de P90-waarde geeft aan wat de verwachte energieproductie is voor een gegeven combinatie van locatie en windturbine. Hierbij is de kans 90% dat de productie hoger uitvalt en 10% dat de productie lager uitvalt. De P90-waarde wordt veelal door banken geëist als voorwaarde voor kredietverstrekking.

- Ontwikkelkosten;
- Kosten gemeentelijke leges;
- Onvoorziene kosten.

Om te komen tot een reële inschatting voor deze kosten zijn we uitgegaan van recente prijsopgaven uit de markt en algemeen beschikbare marktdocumenten. Ook is gekeken naar de specifieke omstandigheden voor de projectlocaties in de gemeente Diemen. Hieruit volgde bijvoorbeeld een berekening van verschuldigde bouwleges en de lengte aan stroomkabels die nodig is om de windturbines aan te sluiten op het middenspanningsstation aan de Venserweg te Diemen. De detaillering lichten we graag mondeling toe. Een inschatting van de totale investeringskosten per alternatief is weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel 4.1 Investeringskosten per alternatief

<b>CAPEX (investeringskosten) per turbine (in Euro's)</b>				
Kosten / Alternatief	Maximale opbrengst	Lijnopstelling (A-C-D)	Cluster (A-B-C)	Cluster (A-B)
Kosten per windturbine	€ 5.428.000	€ 5.917.000	€ 5.856.000	€ 6.458.000
Aantal windturbines	4	3	3	2
<b>Totale kosten</b>	<b>€ 21.712.000</b>	<b>€ 17.750.000</b>	<b>€ 17.569.000</b>	<b>€ 12.917.000</b>

Note. Extra investeringskosten zoals mogelijk het dempen van een plas zijn bij bovenstaande kosten niet meegenomen.

#### Nadere duiding

Op basis van ervaring blijkt dat de prijzen erg wisselend zijn over tijd. Dit komt mede door wisselende grondstofprijzen, technische ontwikkelingen en marktwerking. Op het moment van schrijven zien we dat de prijzen hard gestegen zijn ten opzichte van het voorgaande jaar, met name door de stijging van de grondstofprijzen en hoge energieprijzen die de kosten van staal opdrijven. Het is op dit moment onduidelijk of deze prijsstijging zich doorzet, stagneert of dat de prijzen juist zullen afnemen. Omdat deze businesscase in een vroeg stadium gemaakt is, is het mogelijk dat in de contracteringsfase de werkelijke prijzen af zullen wijken van de nu gemaakte inschattingen.

## 4.2 Operationele kosten (OPEX)

Voor de operationele kosten worden de uitgangspunten van het eindadvies PBL 2023<sup>6</sup> gehanteerd, aangevuld met recente prijsopgaven uit de markt. Het PBL maakt onderscheid tussen drie categorieën voor wind op land. Projecten binnen de zoekgebieden voor de gemeente Diemen vallen onder de categorie 'Wind op land met hoogtebeperking'.

<sup>6</sup> <https://www.pbl.nl/publicaties/eindadvies-basisbedragen-sde-2023>

Tabel 4.2 Overzicht operationele kosten<sup>7</sup>

<b>OPEX (operationele kosten) per turbine per jaar</b>						
Kostenpost / Alternatief	Waarde	Bron	Max. opb.	Lijn (A-C-D)	Cluster (A-B-C)	Cluster (A-B)
Onderhoudscontract	€6,50 / MWh	PBL 2023	€ 47.000	€ 47.800	€ 47.200	€ 47.100
Vaste kosten	€18.380 / MW	PBL 2023	€ 66.200	€ 66.200	€ 66.200	€ 66.200
Grondkosten	€2,10 / MWh	PBL 2023	€ 15.200	€ 15.500	€ 15.300	€ 15.200
Afdracht omgeving	€0,50 / MWh	NWEA	€ 3.600	€ 3.700	€ 3.600	€ 3.600
<b>Totale kosten (per turbine per jaar)</b>			€ 132.000	€ 133.100	€ 132.300	€ 132.100
<b>Totale kosten per jaar</b>			€527.800	€ 399.400	€ 396.900	€ 264.200
Jaarlijkse indexatie op OPEX			2%	2%	2%	2%

## 5 Overige parameters en scenario's

### 5.1 Financieringsparameters

In de onderstaande tabel worden de financieringsparameters uiteen gezet.

Tabel 5.1 Financieringsparameters

<b>Financiële parameters</b>		<b>Bron</b>
Turbines operationeel	25 jaar <sup>8</sup>	Standaard
Afschrijftermijn	15 jaar	Standaard
Looptijd lening	15 jaar	Standaard
Rente financiering	5%	Marktconform
Vereiste DSCR	1,2 <sup>9</sup>	Eis bank
Aflossingsstructuur	Annuïteit	Standaard
OZB belasting	0,522%	Tarieven Diemen
Vpb belasting	19% tot 200.000 euro 25,8% vanaf 200.000 euro	Belastingdienst
Prijspeil	2024	

<sup>7</sup> Op basis van een conservatieve P90 energieopbrengst van ~7.200 MWh / turbine / jaar

<sup>8</sup> Veel windturbines zijn ontworpen met een technische levensduur van 20 jaar en hebben hier een (type)certificaat voor. Over het algemeen worden windturbines, mits goed onderhouden, minder zwaar belast dan het maximum waarvan de fabrikanten in theorie uit gaan. Afhankelijk van de werkelijke belasting, zit er nog marge op verschillende kritieke componenten, waardoor het mogelijk is dat de windturbines technisch gezien nog een periode veilig kunnen blijven draaien. Doorgaans is het daarom gebruikelijk dat na 20 jaar, na hercertificering, de turbines nog 5 jaar langer mogen blijven draaien. Om deze reden gaan wij uit van een operationele periode van 25 jaar.

<sup>9</sup> De DSCR geeft aan wat de verhouding is tussen enerzijds de betalingscapaciteit van een onderneming en anderzijds de financiële verplichtingen. Een DSCR van 1,2 betekent dat een onderneming 20% meer inkomen verdient dan nodig is om de schulden te dekken.

Voor alle genoemde opbrengsten, kosten en financieringsparameters geldt dat ze zijn gebaseerd op het prijspeil van dit moment en dat er vanuit gegaan wordt dat financiering en bouw in 2024 wordt uitgevoerd.

## 5.2 SDE++ en stroomprijzen

### Subsidie voor exploitatie (SDE++)

Gedurende de eerste 15 jaar kan anno 2023 een project beroep doen op een subsidiebijdrage vanuit de SDE++. De hoogte van de SDE++ is afhankelijk van de windcategorie. In de huidige systematiek zou er voor de windturbines SDE++ aangevraagd worden voor de categorie ‘Wind op land met hoogtebeperking’ binnen de windcategorie 7,0 – 7,5 m/s (= windklimaat gemeente Diemen). Voor iedere nieuwe openstelling worden de SDE++ basisbedragen aangepast op basis van de prijs-, markt- en technologieontwikkelingen. De SDE++ kan in haar huidige vorm één keer per jaar worden aangevraagd. Hiervoor moet in ieder geval een definitieve omgevingsvergunning beschikbaar zijn en moet er een transportindicatie zijn afgegeven door de netbeheerder. Het basisbedrag waarmee nu wordt gerekend is het eindadvies van PBL voor de openstelling in 2023. De verwachting is dat er tot 2025 een SDE++ categorie voor ‘Wind op land met hoogtebeperking’ beschikbaar zal zijn. Voor de periode daarna is het nog onbekend of er een stimuleringsregeling beschikbaar zal zijn voor de ontwikkeling van windenergie op land.

Het basisbedrag van SDE++ voor projecten in de gemeente Diemen voor 2023 is uiteindelijk vastgesteld op €78,80 euro. Echter, het PBL had geadviseerd om een hoger bedrag te hanteren voor 2023 à €96,30 /MWh. Wij hebben met dit laatstgenoemde bedrag van PBL gerekend om een positief scenario te kunnen schetsen. Daarbij denken we dat het goed mogelijk is dat voor toekomstige openstellingen alsnog hogere subsidiebedragen kunnen gaan gelden. Voor 2024 (en daarna) is nog geen bedrag bekend.

### Scenario's stroomprijzen

Gedurende de eerste 15 jaar biedt de SDE++ regeling zekerheid van inkomsten, doordat de marktprijs van de elektriciteit door RVO wordt aangevuld tot de hoogte van het basisbedrag. In deze businesscase is de exploitatietermijn gesteld op 25 jaar. De inkomsten van de laatste 10 jaar zijn daarmee volledig afhankelijk van de marktprijs voor elektriciteit. Daarnaast speelt deze elektriciteitsprijs ook tijdens de eerste 15 jaar een rol indien deze hoger is dan het SDE++ tarief. Zekerheid over de elektriciteitsprijs op de lange termijn is er niet, daarom is een drietal scenario's toegevoegd om het effect van de hoogte van de elektriciteitsprijs en het effect van SDE++ subsidie weer te geven.

Tabel 5.2. Scenario's voor stroomprijzen

Scenario	Stroomprijs (€ / MWh)	SDE-basisbedrag* (€ / MWh)	SDE++ voordeel
Gemiddelde prijs, wel SDE	€ 60,00	€ 96,30	Wel
Gemiddelde prijs, geen SDE	€ 60,00	N.v.t.	Geen
Hoge prijs, geen SDE	€ 75,00	N.v.t.	Geen

\*zoals geadviseerd door PBL in het eindadvies basisbedrag 2023<sup>10</sup>

<sup>10</sup> <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2023-eindadvies-sde-plus-plus-2023-4814.pdf>

## 6 Resultaten (incl. scenario's)

Op basis van de uitgangspunten gepresenteerd in voorgaande hoofdstukken zijn de financiële resultaten berekend. Deze resultaten per alternatief zijn weergegeven in de Tabellen 6.1 tot en met 6.4. Het projectrendement, rendement op de eigen inbreng zijn weergegeven over een exploitatietermijn van 25 jaar en gaat uit van de P50 opbrengst. De DSCR (Debt Service Coverage Ratio)<sup>11</sup> is weergegeven over de looptijd van de lening, welke 15 jaar bedraagt.

Wanneer een project gefinancierd wordt, zal de kredietverstrekker naar alle waarschijnlijkheid resultaten op P90 willen zien. Voor de financier is de DSCR belangrijk. Dit getal geeft de verhouding tussen de betalingscapaciteit en de financiële verplichtingen weer. Doorgaans is een DSCR van minimaal 1,20 in een P90 scenario nodig voor een project om op voorhand financierbaar te worden geacht.

### Optimalisatie met verhouding vreemd vermogen / eigen inleg

Om een project te financieren wordt doorgaans een lening afgesloten bij een bank. De hoogte van deze lening is afhankelijk van de financierbaarheid van een project. Een groter aandeel vreemd vermogen, zorgt doorgaans voor een hoger rendement op eigen vermogen en is ook doorgaans makkelijker te realiseren voor een ontwikkelaar (die hoeft immers minder geld mee te brengen en loopt daarmee ook minder risico). Echter, bij een hogere lening, zijn de totale rentekosten over de looptijd van het project hoger. Daarnaast eisen de meeste externe financiers dat een ontwikkelaar ook zelf vermogen inlegt én dat voldaan wordt aan de DSCR van 1,2.

Projectontwikkelaars zoeken doorgaans naar een zo hoog mogelijk projectrendement waarbij zij de lening bij een externe financier maximaliseren. Bij de resultaten is de hoogte van de lening (=vreemd vermogen) de variabele parameter. Hierbij geldt als uitgangspunt dat projecten voldoen aan de criteria om een lening bij een bank te krijgen (=DSCR van 1,2) en dus technisch gezien financierbaar zijn.

### 6.1 Resultaten per alternatief

Het projectrendement is gebaseerd op de P50 energieopbrengst. De (minimale) DSCR van 1,2 op basis van de P90 energieopbrengst.

Tabel 6.1 Financiële parameters bij een DSCR van 1,2 o.b.v. P90

Output voor alternatief 'Maximale opbrengst'			
Parameter / scenario stroomprijs	Gemiddeld (€60,00 /MWh), wel SDE <sup>12</sup>	Gemiddeld (€60,00 /MWh), geen SDE	Hoge prijs (€75,00 /MWh), geen SDE
Verhouding vreemd / eigen vermogen	77 : 23	41 : 59	58 : 42
Benodigd eigen vermogen	€ 4.994.000	€ 12.719.000	€ 9.085.000
Projectrendement	12,3 %	5,2 %	8,8 %
Rendement ontwikkelaar	23,8 %	4,3 %	10,1 %

<sup>11</sup> De DSCR geeft aan wat de verhouding is tussen enerzijds de betalingscapaciteit van een onderneming en anderzijds de financiële verplichtingen. Een DSCR van 1,2 betekent dat een onderneming 20% meer inkomen verdient dan nodig is om de schulden te dekken.

<sup>12</sup> Inclusief SDE++ subsidie van €96,30, zoals geadviseerd door PBL in de eerste 15 jaar

Tabel 6.2. Financiële parameters bij een DSCR van 1,2 o.b.v. P90

<b>Output voor alternatief 'Lijnopstelling (A-C-D)'</b>			
Parameter / scenario stroomprijs	Gemiddeld (€60,00 /MWh), wel SDE <sup>13</sup>	Gemiddeld (€60,00 /MWh), geen SDE	Hoge prijs (€75,00 /MWh), geen SDE
Verhouding vreemd / eigen vermogen	74 : 26	38 : 62	55 : 45
Benodigd eigen vermogen	€ 4.612.000	€ 10.921.000	€ 7.953.000
Projectrendement	11,3 %	4,6 %	8,0 %
Rendement ontwikkelaar	19,3 %	3,4 %	8,7 %

Tabel 6.3. Financiële parameters bij een DSCR van 1,2 o.b.v. P90

<b>Output voor alternatief 'Cluster (A-B-C)'</b>			
Parameter / scenario stroomprijs	Gemiddeld (€60,00 /MWh), wel SDE <sup>14</sup>	Gemiddeld (€60,00 /MWh), geen SDE	Hoge prijs (€75,00 /MWh), geen SDE
Verhouding vreemd / eigen vermogen	73 : 27	38 : 62	54 : 46
Benodigd eigen vermogen	€ 4.740.000	€ 10.809.000	€ 8.045.000
Projectrendement	11,2 %	4,5 %	8,0 %
Rendement ontwikkelaar	18,7 %	3,4 %	8,5 %

Tabel 6.4. Financiële parameters bij een DSCR van 1,2 o.b.v. P90

<b>Output voor alternatief 'Cluster (A-B)'</b>			
Parameter / scenario stroomprijs	Gemiddeld (€60,00 /MWh), wel SDE <sup>15</sup>	Gemiddeld (€60,00 /MWh), geen SDE	Hoge prijs (€75,00 /MWh), geen SDE
Verhouding vreemd / eigen vermogen	70 : 30	35 : 65	49 : 51
Benodigd eigen vermogen	€ 3.870.000	€ 8.326.000	€ 6.551.000
Projectrendement	9,7 %	3,5 %	6,8 %
Rendement ontwikkelaar	14,3 %	2,2 %	6,6 %

De resultaten laten een groot verschil zien tussen prijsscenario's met SDE++ subsidie en zonder SDE++. Voor alle alternatieven geldt namelijk dat het rendement van de ontwikkelaar tenminste 14% is, wanneer een project SDE++ subsidie ter waarde van €96,30 /MWh in de eerste 15 jaar krijgt. Dit ligt een stuk hoger dan de rendementen voor scenario's zonder SDE. Verder geldt voor het scenario met SDE++ dat het alternatief 'Maximale opbrengst' het meest gunstige is. Dit blijkt uit het hoge rendement voor de ontwikkelaar (23,8 %) en het feit dat de projectontwikkelaar relatief gezien het minste aan eigen vermogen hoeft bij te dragen (23 %).

Scenario's zonder SDE++ geven een ander beeld. Zowel bij het scenario van € 60,00 /MWh alsook bij € 75,00 /MWh is te zien dat de ontwikkelaar een stuk meer eigen vermogen moet inbrengen dan bij het scenario met SDE. Voor het scenario van € 60,00 /MWh is dit voor alle alternatieven meer dan de helft van

<sup>13</sup> Inclusief SDE++ subsidie van €96,30, zoals geadviseerd door PBL in de eerste 15 jaar.

<sup>14</sup> Inclusief SDE++ subsidie van €96,30, zoals geadviseerd door PBL in de eerste 15 jaar.

<sup>15</sup> Inclusief SDE++ subsidie van €96,30, zoals geadviseerd door PBL in de eerste 15 jaar.



de totale projectfinanciering. Voor het prijsscenario van €75,00 /MWh geldt wel dat de rendementen voor de ontwikkelaar een stuk hoger liggen dan die voor €60,00 /MWh (respectievelijk > 6,6% en > 2,2%).

Voor wat betreft het verschil tussen de verschillende alternatieven is te zien dat het alternatief 'Maximale opbrengst' voor alle prijsscenario's gunstigere rendementen laat zien dan de alternatieven met minder windturbines. Dit kan verklaard worden met het schaalvoordeel dat aanwezig is bij de vier turbines.

#### Nadere duiding

De resultaten zijn gebaseerd op indicatieve energieopbrengsten en indicatieve inschattingen voor de kosten. Omdat deze businesscase in een vroeg stadium gemaakt is, is het mogelijk dat in de contracteringsfase de werkelijke prijzen af zullen wijken van de nu gemaakte inschattingen. Ook geldt dat de weergegeven rendementen gebaseerd zijn op P50, en er dus een 50% kans is dat het rendement lager uitvalt. Als laatste is het belangrijk te noemen dat het al dan niet beschikbaar zijn van de SDE++ subsidie een grote impact heeft op de financiële haalbaarheid van windprojecten in Diemen.

## 6.2 Kanttekeningen en vergelijking met PBL 2023

Bovenstaande resultaten geven een eerste beeld van het financiële perspectief voor een project-ontwikkelaar die windturbines wil gaan exploiteren op de aangegeven locaties in de gemeente Diemen. Om bovenstaande resultaten in context te plaatsen en te vergelijken met andere windprojecten is het nuttig om de financieringsparameters naast het jaarlijkse PBL advies voor 2023 te leggen. Ieder jaar publiceert het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) adviezen in het kader van SDE++ financiering en de benodigde stimulering van hernieuwbare energieprojecten vanuit de overheid. In feite geeft de PBL aan bij welke stroomprijs een windproject rendabel zou moeten zijn. De PBL baseert zich hierbij op kosten, opbrengsten, vollasturen e.d. die gangbaar zijn in Nederland.

Conform het PBL geldt in de regio Diemen een windklimaat van 7,0 tot 7,5 m/s en valt de regio onder de categorie 'Wind op land met hoogtebeperking'. Windprojecten binnen deze categorie halen op jaarbasis gemiddeld 2.181 vollasturen. Investeringskosten bedragen circa €1.649.000 per geïnstalleerd MW aan vermogen en het gemiddeld opgesteld vermogen van een windpark is 15 MW. Onder deze condities zou €96,30 / MWh genoeg moeten zijn om een project financieel haalbaar te maken. Wanneer we deze parameters vergelijken met de uitgangspunten die voor dit haalbaarheidsonderzoek gehanteerd zijn dan blijkt het volgende:

- Windsnelheid is 7,1 m/s
- Vollasturen liggen op ~2.700 voor P50 en ~2.000 voor P90
- Investeringskosten variëren van circa 1,5 miljoen euro per MW in het meest gunstige geval van 4 turbines tot bijna 1,8 miljoen bij de clusteropstelling van 2 turbines
- Het opgestelde vermogen varieert van 7,2 MW tot 14,4 MW

Voor alle bovengenoemde parameters geldt dat ze dichtbij de waardes liggen waarvoor de PBL een windproject met hoogtebeperking rendabel acht. De windsnelheid ligt binnen de bandbreedte van 7,0 tot 7,5 m/s, de vollasturen variëren van ~2.000 tot ~2.700; de waarde van 2.181 vollasturen van PBL ligt hier tussenin. Dit geldt ook voor de investeringskosten: de waarde uit PBL (1,649 miljoen per MW) ligt in de range voor de voorgestelde alternatieven (1,5 miljoen en 1,8 miljoen per MW). Als laatste komt het opgestelde vermogen (voor het alternatief 'Maximale opbrengst') in de buurt van de 15 MW die als standaard genomen wordt.

Conform de PBL zou een windproject voor het windklimaat zoals dit geldt in Diemen rendabel moeten kunnen zijn bij een stroomprijs van €96,30 per MWh. Dit blijkt dan ook uit de resultaten zoals toegelicht in paragraaf 6.1. Echter, wanneer deze SDE++ subsidie zou wegvallen, wordt het financiële perspectief voor windprojecten in Diemen direct minder gunstig.

### 6.3 Conclusie

De resultaten laten zien dat bij aanwezigheid van een SDE++ subsidie à € 96,30 /MWh alle alternatieven relatief gunstige projectrendementen laten zien. Van de vier alternatieven is het alternatief 'Maximale opbrengst' financieel gezien gunstiger dan de alternatieven met minder windturbines. Echter, wanneer er geen beroep gedaan kan worden op SDE++ subsidie, of wanneer de subsidie een lager bedrag is dan het uitgangspunt, geldt dat een stroomprijs van € 60,00 /MWh op het eerste gezicht financiële resultaten behaalt wat voor een gemiddelde ontwikkelaar geen financieel haalbaar project is. Deze conclusie wordt getrokken op basis van het hoge aandeel eigen vermogen wat nodig is (59% en hoger) en het relatief lage rendement voor de ontwikkelaar (4,3% en lager). Bij een hogere stroomprijs zijn de resultaten iets positiever, echter geldt hierbij ook dat de ontwikkelaar relatief gezien veel geld aan eigen vermogen moet inbrengen (> 42%), om aan de eisen van een externe financier te voldoen.

Deze conclusie is gebaseerd op indicatieve energieopbrengsten en indicatieve inschattingen van de kosten.

### 6.4 Nadere duiding

Een aantal factoren zijn goed om in oogschouw te nemen bij de interpretatie van bovenstaande conclusie:

- Een project ontwikkelaar streeft er doorgaans naar om zo veel mogelijk waarde te creëren. Ook moet een project ontwikkelaar de te investeren eigen middelen ophalen bij de eigen investeerders. Praktisch gezien zal een project ontwikkelaar graag zo min mogelijk eigen geld meebrengen, zodat er geld overblijft voor andere projecten. Het komt niet vaak voor dat een externe ontwikkelaar meer dan 30% aan eigen vermogen inlegt voor een windproject. Dit is een te groot financieel risico voor de ontwikkelaar. Doorgaans is 10 à 20% eigen inbreng gangbaar.
- Het is aannemelijk dat SDE++ subsidie over een paar jaar niet meer beschikbaar is. Waarschijnlijk zal er een andere vorm van subsidiering komen, maar hierover is nog niets bekend. Verder is het onduidelijk of in de toekomst extra steun<sup>16</sup> aan windprojecten met een hoogtebeperking zal worden gegeven.
- Hoewel de afgelopen 2 jaar de stroomprijs (ruim) boven de €100 / MWh was, gold dat vóór deze periode de stroomprijs jarenlang tussen de €40 en €60 / MWh schommelde. Het is onduidelijk wat de hoogte van de stroomprijs in de komende jaren wordt. Voor windprojecten in Diemen geldt dat onder de huidige uitgangspunten een waarde van tenminste ~€96 / MWh nodig is om een positief financieel perspectief te schetsen (met hierbij alsnog de kanttekening dat de vereiste eigen inbreng van de ontwikkelaar aan de hoge kant is). Bij de bepaling van de verhouding vreemd vermogen : eigen vermogen zal de partij die vreemd vermogen inbrengt doorgaans ook uitgaan van een conservatieve inschatting van de stroomprijs.

<sup>16</sup> Dit was namelijk het geval in de SDE++ regelingen van de afgelopen jaren, immers er was een aparte categorie (met verhoogd subsidiebedrag) voor 'Wind met een hoogtebeperking'. Voor projecten in deze categorie lag het steunbedrag circa 10 à 20 euro per MWh hoger dan in de reguliere categorie 'Wind op land'.

Ter afsluiting: met de huidige uitgangspunten blijkt enerzijds dat in het gros van de scenario's het financieel perspectief niet of minder aantrekkelijk is. Om diverse redenen (lees: hoogtebeperking van de windturbines, de complexe infrastructuur rondom de projectlocatie, etc.) zijn er bij de beoogde locaties kanttekeningen te plaatsen die kunnen zorgen voor enige terughoudendheid bij eventuele, toekomstige investeerders. Anderzijds is gebleken dat er aanknopingspunten liggen voor een gunstiger perspectief, mits er bijvoorbeeld a) meer (prijs)zekerheid komt over hoge stroomprijzen in de toekomst of andere stimulerende financiële instrumenten of b) investeerders gevonden worden die wel bereid zijn meer eigen vermogen in te brengen.