

Memo opbrengst windenergie Barneveld

Betreft
Opbrengst windenergie Barneveld

Datum
6-7-2021

Aan
Gemeente Barneveld

Projectnummer
720159

Van
K. de Haan – Pondera Consult

Versienummer
v3.0

Inleiding

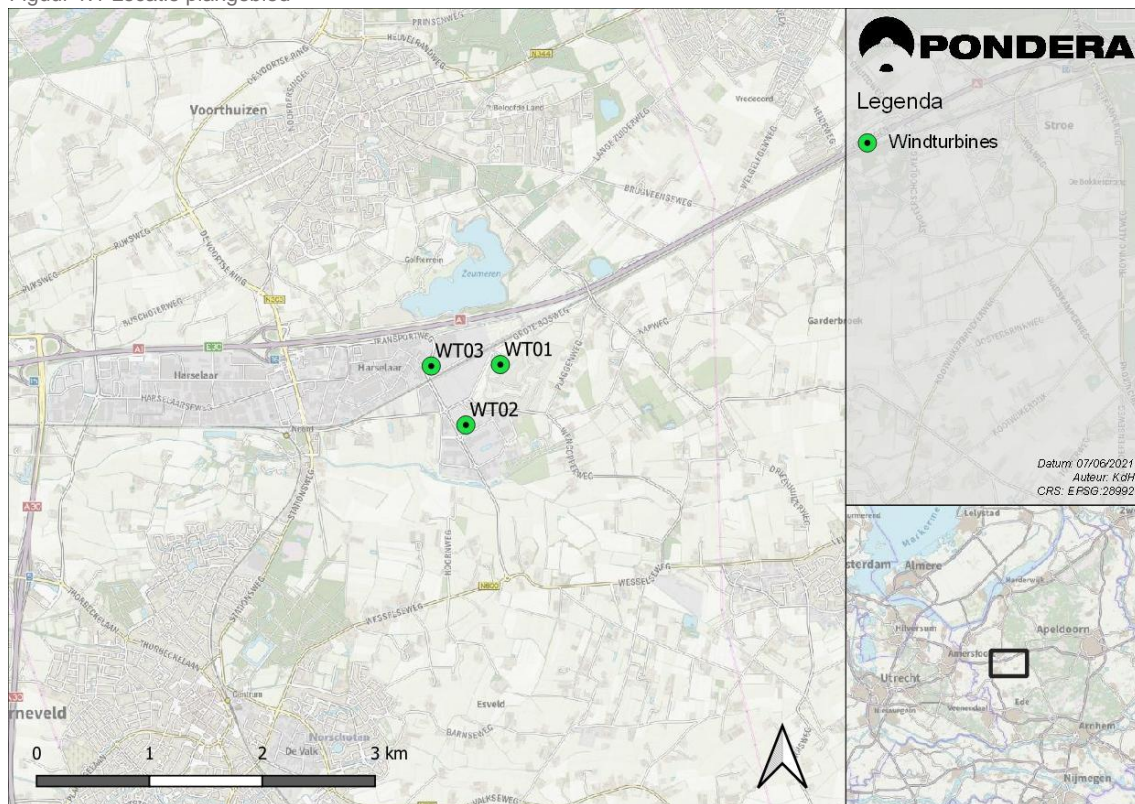
De gemeente Barneveld onderzoekt de mogelijkheden voor windenergie in Barneveld. Pondera is gevraagd een schatting te geven van de economische haalbaarheid van drie windturbines, waarbij enkele stilstandregelingen in acht worden genomen. In deze memo worden de resultaten van het onderzoek gegeven. Bovendien wordt aan de hand van de opbrengstresultaten de bijdrage aan de gemeentelijke duurzaamheidsdoelstelling (0,038 TWh per jaar) berekend. De economische haalbaarheid is onderzocht op basis van een vergelijking met de door het PBL opgestelde referentieprojecten (minimaal gewenst rendement).

De coördinaten van de drie windturbines zijn gegeven in Tabel 1.1 en de locatie van de drie windturbines is afgebeeld in Figuur 1.1. In het onderzoek zijn berekeningen gedaan voor drie verschillende windturbintypes, welke nader zijn toegelicht in paragraaf 1.1. Het gaat hier nadrukkelijk om een voorbeeldopstelling.

Tabel 1.1 Windturbines X- en Y-coördinaten (Rijksdriehoekstelsel)

Windturbine	X-coördinaat	Y-coördinaat
WT01	171301	464360
WT02	170995	463825
WT03	170688	464347

Figuur 1.1 Locatie plangebied



Deze energieopbrengststudie bestaat uit het bepalen van de jaarlijkse energieopbrengst waarbij o.a. benodigde maatregelen voor geluid- en slagschaduwmitigatie zijn meegenomen. Daarnaast zijn er stilstandmaatregelen van toepassing ten behoeve van de wespendif. Op advies van Altenburg & Wymenga (A&W) moeten windturbines in het betreffende plangebied gedurende de maand augustus stil worden gezet tussen zonsopgang en zonsondergang wanneer de wespendif actief is. Voor augustus is dit vanaf 6:00 uur 's ochtends tot 21:30 uur in de avond. Aanvullend zou ook stilstand in de maand juli vereist kunnen worden. Dan zou stilstand benodigd zijn vanaf 5:20 uur 's ochtends tot 22:00 uur in de avond. Tot slot zijn overige 'standaardverliezen' meegenomen om de netto-energieopbrengst te bepalen.

1.1 Windturbinetypes

In het planMER¹ zijn windturbinetypes met een rotordiameter van 120 m en ashoogte van 120 m onderzocht (120/120 type). Een algemeen uitgangspunt is wanneer grotere windturbines op een locatie passen qua onderzochte belemmeringen, deze 120/120 windturbines automatisch ook passen. In verband met de belemmeringen voor windenergie die worden onderzocht in deze memo, vormen 150/150 turbines (150 m rotor, 150 m ashoogte) een worst-case scenario. In verband met opbrengstberekeningen zouden echter lagere en kleinere turbines worst-case zijn, aangezien er in de regel meer opbrengst te halen is des te hoger en groter de turbines zijn. In overleg met de gemeente is gekozen om een 130/130 windturbine (130 m rotor, 130 m ashoogte) door te rekenen omdat deze zich qua afmetingen enigszins in het midden bevindt. Gezien de huidige technische en financiële (subsidies) ontwikkelingen wordt verwacht dat een 120/120 windturbine economisch niet haalbaar is.

¹ Milieueffectrapport Structuurvisie Windenergie in Barneveld, 18-12-2019, Pondera Consult, 717123.

Voor de 130/130 variant is een relatief luide windturbine doorgerekend als worst-case met betrekking tot benodigde geluidmitigatie, en een gemiddelde (stillere) variant waarbij minder mitigatie voor geluid benodigd zal zijn. In de tussentijdse resultaten was vastgesteld dat met de twee doorgerekende 130/130 windturbintypes het aantal vollasturen, als voorgeschreven in de referentieprojecten van PBL, niet zal worden behaald. Daarom is ervoor gekozen om tevens een 150/150 variant (150 m rotor, 150 m ashoogte) door te rekenen, waarmee jaarlijks meer opbrengst te behalen is wegens de grotere dimensies. Voor de 150/150 windturbine is alleen een relatief luide variant doorgerekend als worst-case. Hierbij is het uitgangspunt dat wanneer de relatief luide 150/150 variant op de locatie past met betrekking tot de onderzochte belemmeringen, minder luide varianten automatisch ook passen.

De onderzochte 130/130 varianten en 150/150 variant zijn gegeven in Tabel 1.2 (paragraaf 1.2). Voor het berekenen van geluidmitigatie is uitgegaan van de geluidspecificaties van het betreffende windturbintype op de desbetreffende ashoogte. Voor het berekenen van benodigde slagschaduwmitigatie is voor de 130/130 variant uitgegaan van een windturbine met een rotordiameter van 130 m en ashoogte van 130 m, en voor de 150/150 variant is uitgegaan van een rotordiameter van 150 m en ashoogte van 150 m.

1.2 Uitgangspunten opbrengstberekening

Tabel 1.2 bevat de uitgangspunten die zijn gehanteerd bij de bouw van het model en de doorrekening van de opstellingen. Voor de 130/130 varianten en de 150/150 variant is de opbrengstberekening gedaan waarbij wordt uitgegaan dat gedurende de gehele maand augustus stilstand benodigd is ten behoeve voor de wespandief. Alleen voor de 150/150 is tevens de opbrengst doorgerekend wanneer stilstand in zowel juli als augustus benodigd is voor de wespandief. Voor de bepaling van het lokale windklimaat is gebruikgemaakt van de ERA5 winddataset. Dit is een door de windbranche erkende langjarige dataset die uitermate geschikt is voor het bepalen van trends in gemiddelde windsnelheden op ca. 100 m hoogte. Bij gebrek aan lokale windmetingen volstaat deze dataset voor een indicatieve opbrengstberekening. Voor een meer nauwkeurige bepaling van het windklimaat wordt geadviseerd om windmetingen op locatie (bijvoorbeeld een 1-jarige LiDAR meting) te combineren met langjarige windmeetdata.

De resultaten van deze memo zijn nadrukkelijk indicatief: het doel van deze memo is om voor enkele windturbintypes een initiële business case vorm te geven. Een meer nauwkeurige bepaling van de energieopbrengst is te bepalen op basis van een definitieve opstelling en turbinekeuze en met windmeet- of productiedata. Bij de ontwikkeling van een windpark raadt Pondera altijd aan om te beschikken over locatiespecifieke winddata.

Tabel 1.2 Uitgangspunten opbrengstberekening

Algemene uitgangspunten				
Ruwheids- en hoogtemodel	Corine Landcover 2012			
Gebruikte winddata	ERA5 (16 jaar)			
Wake-vervalconstante	0,055			
Wake-model	N.O. Jensen (RISø/EMD)			
Uitgangspunten per variant	130/130 gemiddeld: stilstand juli	130/130 worst-case (relatief luid): stilstand juli	150/150 worst-case (relatief luid): stilstand juli	150/150 worst-case (relatief luid): stilstand juli en augustus
Windturbintype	Nordex N133/4800	Enercon E-136 EP5	Enercon E147 EP5 E2	Enercon E147 EP5 E2
Aantal windturbines	3	3	3	3
Vermogen per turbine [MW]	4,8	4,7	5,0	5,0
Totaalvermogen [MW]	14,4	14,0	15,0	15,0
Rotordiameter [m]	133	136	147	147
Ashoogte [m]	130	130	150	150
Tiphoogte [m]	196,5	198	223,5	223,5
Luchtdichtheid [kg/m ³]	1,229	1,229	1,229	1,229
Periode stilstand voor wespandief	Augustus: 6:00-21:30 uur	Augustus: 6:00-21:30 uur	Augustus: 6:00-21:30 uur	Juli: 5:20-22:00 Augustus: 6:00 -21:30 uur

Opbrengst

Tabel 2.1 bevat de jaarlijks gemiddelde energieopbrengst van de drie verschillende windturbinetypes. De resultaten laten onder andere de P50- en P90-waarden zien. De P50-waarde is de netto energieopbrengst die jaarlijks gemiddeld ('in 50% van de jaren') verwacht mag worden. De P90-waarde is de energieopbrengst die in 90% van de jaren gehaald kan worden. Voor deze waarden is een inschatting gemaakt van de onzekerheid in de gebruikte data. In Tabel 2.2 is een gedetailleerd overzicht weergegeven van de meegenomen verliesposten. Afgezien van de wake-verliezen (verliezen met betrekking tot zog-effecten), verliezen door geluid- en slagschaduwmitigatie en verliezen door stilstand voor de wespindief zijn de overige verliesposten gelijk voor de drie windturbinetypes. De verliezen kunnen verder per opstelling gespecificeerd worden door nader onderzoek uit te voeren.

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 en locatie-specifieke metingen zijn niet uitgevoerd. Als gevolg hiervan is de onzekerheid conservatief ingeschat, wat leidt tot een relatief grote spreiding tussen de P50- en P90-waarden. Gezien de fase van visievorming vormt dit geen probleem. Bij verdere (en concrete) planvorming is minder onzekerheid gewenst.

Tabel 2.1 Uitkomsten op parkniveau

	130/130 gemiddeld: stilstand augustus	130/130 worst-case (relatief luid): stilstand augustus	150/150 worst-case (relatief luid): stilstand augustus	150/150 worst-case (relatief luid): stilstand juli & augustus
Windsnelheid op ashoogte [m/s]	7,1	7,1	7,4	7,4
Bruto productie [GWh/jr]	45,8	43,8	54,9	54,9
PARK ² productie [GWh/jr]	42,3	40,0	49,7	47,7
Verliezen totaal [%]	16,0	16,9	18,3	21,1
Wake-effecten [%]	4,0	3,7	3,6	3,4
Geluidmitigatie [%]	0,0	1,3	2,1	2,0
Slagschaduwmitigatie [%]	1,9	1,9	2,7	2,3
Stilstand wespindief [%]	3,7	3,7	3,9	7,6
Overige verliezen [%]	7,4	7,4	7,4	7,4
P50				
Netto energieproductie [GWh/jr]	38,4	36,4	44,7	43,2
Netto energieproductie [TWh/jr]	0,038	0,036	0,045	0,043
Vollasturen [uur/jr]	2.669	2.607	2.983	2.877

² PARK = Bruto energieopbrengst minus wake-verliezen en verliezen m.b.t. geluidmitigatie en stilstand wespindief.

P90				
Onzekerheid [%]	15,0	15,0	15,0	15,0
Netto energieproductie [GWh/jr]	31,0	29,4	36,1	34,9
Netto energieproductie [TWh/jr]	0,031	0,029	0,036	0,035
Vollasturen [uur/jr]	2.156	2.106	2.410	2.324

Tabel 2.2 Detailoverzicht productieverliezen

	130/130 gemiddeld: stilstand augustus	130/130 worst-case (relatief luid): stilstand augustus	150/150 worst-case (relatief luid): stilstand augustus	150/150 worst-case (relatief luid): stilstand juli & augustus
<u>Groep 1: Wake-effecten</u>				
Wake-effecten (alle turbines)	4,0%	3,7%	3,6%	3,4%
<u>Groep 2: Beschikbaarheid</u>				
Niet-beschikbaarheid	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Balance of plant	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Netuitval	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<u>Groep 3: Turbine-prestaties</u>				
Power curve	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Uitval door windvlagen	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Windstroming	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<u>Groep 4: Elektrisch</u>				
Kabelverliezen	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Eigen consumptie windturbine	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
<u>Groep 5: Omgevingsgerelateerd</u>				
Bladdegradatie door ijsvorming	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Bladdegradatie door beschadiging en vervuiling	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Shutdown door ijsafzetting, bliksem, hagel	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Extreme temperaturen	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<u>Groep 6: Mitigatie</u>				

Wind sector management	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Beperkingen netcapaciteit	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Power purchase agreement	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Geluid	0,0%	1,3%	2,1%	2,0%
Slagschaduw	1,9%	1,9%	2,7%	2,3%
Vogels (wespandief)	3,7%	3,7%	3,9%	7,6%
Vleermuizen	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Beoordeling

3.1 Economische haalbaarheid

Het PBL stelt referentieprojecten op die een minimaal gewenst rendement halen. In het geval van locaties waar een windsnelheid van <6,75 m/s gehaald wordt, zoals het geval in de gemeente Barneveld³, rekent het referentieproject met 2.670 vollasturen.

3.1.1 130/130 varianten

De geschatte vollasturen voor de Enercon E-136 en de Nordex N133 (130/130 varianten) zitten met respectievelijk 2.607 en 2.669 uur nét onder het aantal vollasturen van het door PBL opgestelde referentieproject.

Naast de energieopbrengst, en de daarmee gepaarde inkomsten, bepalen de investeringskosten en operationele kosten of een windpark het gewenste rendement haalt. Bij de bepaling van de investerings- en operationele kosten gaat het referentieproject van PBL uit van een park van 50 MW. Aangezien dit park slechts drie windturbines betreft met een capaciteit van respectievelijk 14,0 MW en 14,4 MW, is de kans zeer groot dat het niveau van investeringskosten waar de SDE mee rekent door dit windpark wordt overschreden (o.a. vanwege gebrek aan schaalvoordeel). Het is niet aannemelijk dat voor dit park de operationele kosten en/of financieringskosten lager zullen worden dan de bedragen geschetst in het referentieproject.

Vanwege de lagere energieopbrengsten en de verwachte hogere investeringskosten in vergelijking tot het referentieproject, is het de verwachting dat het beoogde windpark waarschijnlijk niet het geschetste rendement op eigen vermogen zal behalen zoals gehanteerd wordt door de SDE systematiek.

3.1.2 150/150 variant

Omdat de Enercon E-136 en de Nordex N133 vanwege de lage vollasturen niet het gewenste rendement halen, is de Enercon E-147 ook beschouwd. Deze grotere en relatief luide windturbine haalt met 2.983 (stilstand augustus) en 2.877 (stilstand juli en augustus) significant meer vollasturen dan het referentieproject. Doordat een windpark met drie Enercon E-147 turbines dusdanig meer vollasturen heeft dan het referentieproject, is het de verwachting dat een project met dit turbinetype wel financieel haalbaar zou moeten zijn, mits er geen bijkomende bijzonderheden zijn. Het is echter wel te adviseren om een project-specifieke businesscase berekening uit te voeren om de haalbaarheid met een hogere zekerheid te kunnen toetsen.

3.2 Duurzaamheidsdoelstelling

De resultaten in Tabel 2.1 laten zien dat voor de P50-berekening jaarlijks een netto-energieopbrengst wordt behaald van 0,038 TWh met de Nordex N133, 0,036 TWh met de Enercon E-136, 0,045 TWh met de Enercon E-147 (stilstand augustus) en 0,043 TWh met de Enercon E-147 (stilstand in juli en augustus). De gemeentelijke duurzaamheidsdoelstelling van 0,038 TWh per jaar wordt niet behaald met de Enercon E-136 (relatief luide 130/130 variant).

³ Windkaart per gemeente SDE++ en SCE, <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2021/02/Windkaart%20windsnelheid%20per%20gemeente%20versie%20februari%202021.pdf>

In de P90-resultaten, waarbij onzekerheden in de gebruikte data mee worden genomen, is de jaarlijkse opbrengst 0,031 TWh met de Nordex N133, 0,029 TWh met de Enercon E-136, 0,036 TWh met de Enercon E-147 (stilstand augustus) en 0,035 TWh met de Enercon E-147 (stilstand in juli en augustus). De opbrengst uit de P90-resultaten liggen daarmee onder de doelstelling van 0,038 TWh. Er kan daarom voor de P90-resultaten niet met zekerheid worden gezegd dat de duurzaamheidsdoelstelling wordt behaald met de beoordeelde varianten.

Conclusie

Voor de ontwikkeling van windenergie in gemeente Barneveld is de jaarlijkse opbrengst van drie verschillende windturbintypes doorgerekend waarbij diverse stilstand- en mitigerende maatregelen in acht zijn genomen. Aan de hand van de opbrengstresultaten is de bijdrage aan de gemeentelijke duurzaamheidsdoelstelling bepaald. De economische haalbaarheid van windenergie in Barneveld is bepaald op basis van een vergelijking met de vollasturen van referentieprojecten, opgesteld door PBL.

De opbrengstberekening gaat uit van een opstelling met drie windturbines. De berekeningen zijn uitgevoerd met drie verschillende windturbintypes: een relatief luide (worst-case) 130/130 windturbinevariant (130 m rotordiameter, 130 m ashoogte), een gemiddelde (stillere) 130/130 variant en een relatief luide (worst-case) 150/150 variant (150 m rotordiameter, 150 m ashoogte).

De geschatte vollasturen voor de gemiddelde en relatief luide 130/130 varianten zitten net onder het minimaal gewenste aantal vollasturen, zoals voorgeschreven door PBL in referentieprojecten. Het is de verwachting dat het beoogde windpark met de beschouwde 130/130 varianten waarschijnlijk niet het geschatte rendement op eigen vermogen zal behalen zoals gehanteerd wordt door de SDE systematiek. Daarmee wordt veracht dat de 130/130 varianten niet economisch uitvoerbaar zijn.

De geschatte vollasturen van de relatief luide 150/150 variant behaalt significant meer vollasturen dan het referentieproject. De verwachting is dat een project met dit turbintype wel financieel haalbaar zou moeten zijn, mits er geen bijzonderheden zijn.

De opbrengstresultaten laten verder zien dat de duurzaamheidsdoelstelling van de gemeente Barneveld kan worden behaald met de gemiddelde 130/130 en relatief luide 150/150 variant. De relatief luide 130/130 variant behaalt de doelstelling niet. Bij het meenemen van een onzekerheidsmarge in de opbrengstberekening is gebleken dat er niet met zekerheid kan worden voldaan aan de duurzaamheidsdoelstelling met de beoordeelde windturbinevarianten.

Onzekerheden in de uitkomsten kunnen worden verminderd middels het uitvoeren van metingen op locatie, het verfijnen van het omgevingsmodel en door gebruik te maken van locatiespecifieke informatie over de doorgerekende windturbines. Het advies daarbij is om een project-specifieke businesscase berekening uit te voeren om de haalbaarheid met een hogere zekerheid te kunnen toetsen.