

GEBIEDSONDERZOEK WINDENERGIE GEMEENTE LAARBEEK

Datum	08-09-2020
Aan	Marieke Oteman, Gemeente Laarbeek
Van	Joost Starmans, Pondera
Beoordeling	Paul Janssen & Steven Geujen, Pondera
Betreft	Gebiedsonderzoek windenergie gemeente Laarbeek
Projectnummer	719031
Versie	2.0 (kosten leges aangepast t.o.v. v1.0)
Status	Concept

Aanleiding

De gemeente Laarbeek heeft Pondera gevraagd de mogelijkheden inzichtelijk te maken voor de ontwikkeling van windenergie in het noordwestelijke deel van haar grondgebied. Hierbij gaat het specifiek om zoekgebied 1 voor windenergie uit de Energieverkenning voor de gemeente Laarbeek uit 2019¹, die Pondera in opdracht van de gemeente heeft uitgevoerd. De ligging van deze oorspronkelijke zoekgebieden is zichtbaar in Figuur 1. Doel is om diverse opstellingsmogelijkheden voor zoekgebied 1 in kaart te brengen, alsmede een inzicht te geven in de financiële haalbaarheid. Daarnaast wordt er in het bijzonder gekeken naar plaatsingsmogelijkheden voor windturbines op een perceel binnen het zoekgebied dat de gemeente mogelijk kan aankopen² (zie voor ligging perceel Figuur 2). De informatie uit deze memo zal door de gemeente intern worden gebruikt tijdens een verdere verkenning van windenergie in het zoekgebied.

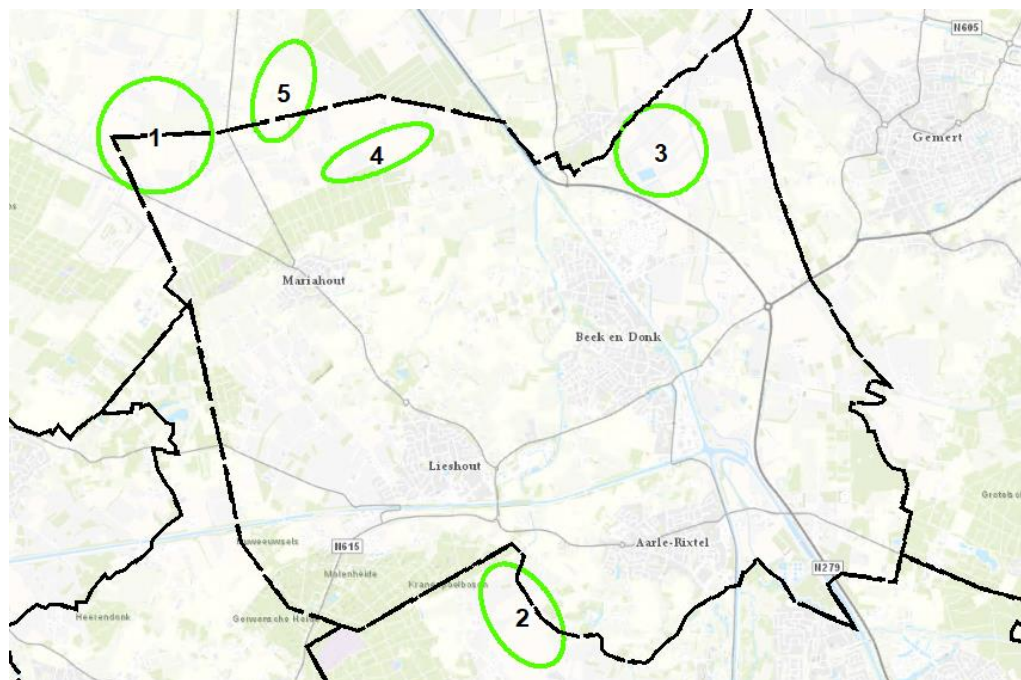
Achtereenvolgens komende de volgende aspecten in deze memo aan bod:

- Verkenning opstellingsmogelijkheden;
- Verkenning maximaal plaatsingspotentieel Laarbeekse gronden;
- Bepaling financiële haalbaarheid;
- Bespreking.

¹ Pondera Consult, 11 juli 2019, Energieverkenning gemeente Laarbeek versie 1.0.

² Dit gaat om het perceel met kadastrale aanduiding 'LHT00M7G0000' in eigendom van van Duinhoven.

Figuur 1 Zoekgebieden windenergie gemeente Laarbeek uit Energieverkenning 2019*

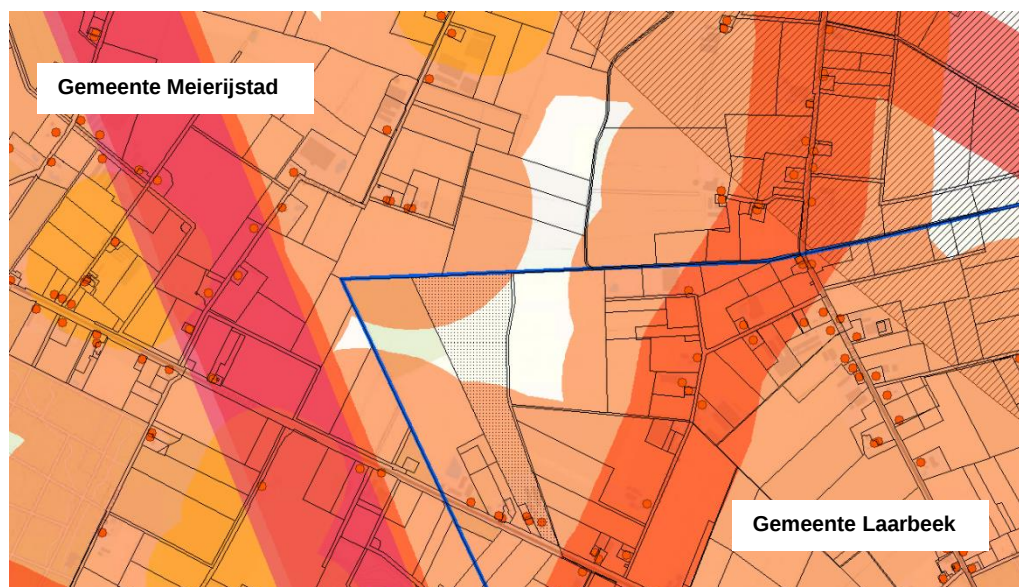


* Zwarte contour = gemeentegrens, groene contour = zoekgebieden windenergie)

Verkenning opstellingsmogelijkheden

Zoekgebied 1 wordt hierbij nader onderzocht. Figuur 2 toont de afbakening van het zoekgebied waar (mogelijk) ruimte is voor windenergie en waar geen potentiële belemmeringen aanwezig zijn. Deze figuur is afkomstig uit de Energieverkenning uit 2019. Het gebied waar mogelijk ruimte ligt voor windenergie omvat gronden binnen zowel de gemeente Laarbeek als de gemeente Meierijstad en alle percelen hebben momenteel een agrarische functie.

Figuur 2 Potentiële belemmeringen rondom het zoekgebied voor windenergie*



* Oranje stippen = woningen, oranje contour = 400m contour rondom woningen, rode contour = 210m risicocontour buisleiding, paarse contour = 210m risicocontour hoogspanning, gele contour = 210m risicocontour risicobron, gestreepte contour = 15 km contour defensieradar Volkel, blauwe contour = gemeentegrens, zwarte contouren = perceelgrens, gestippelde vlak = perceel van Duinhoven

Uit Figuur 2 komt naar voren dat er op basis van de gehanteerde uitgangspunten weinig mogelijkheden zijn om de beschikbare ruimte voor windenergie te vergroten. De (oranje) 400m contour rondom gevoelige objecten³ is leidend en vormt een vuistregel voor (minimaal) aan te houden afstand tot objecten om te kunnen voldoen aan de normen voor geluid en slagschaduw. In de praktijk kunnen windturbines soms op kortere afstand worden geplaatst dan 400m, maar veel extra ruimte valt hier waarschijnlijk niet te winnen (hooguit enkele tientallen meters). Als er verspreid liggende woningen aanwezig zouden zijn, zouden deze woningen met medewerking van de eigenaar tot molenaarswoningen⁴ gemaakt kunnen worden of in een uiterste geval opgekocht en wegbestemd kunnen worden. Echter, het zoekgebied wordt in alle richtingen door meerdere woningen omringt en er wordt tegenwoordig kritisch gekeken naar het aantal molenaarswoningen in relatie tot de grootte van het windpark. Er lijken in dit stadium dus geen potentiële molenaarswoningen in de omgeving aanwezig te zijn die de beschikbare ruimte voor windenergie zouden kunnen vergroten. Het opkopen van woningen om windenergie mogelijk te maken is een kostbare oplossing, die voor een relatief klein windpark niet snel haalbaar zal zijn, zeker niet indien het meer dan één woning betreft. Dit staat nog los van de vraag of de huidige eigenaar/ bewoner hier medewerking aan wil verlenen.

De mogelijk beschikbare ruimte voor windenergie zoals zichtbaar in Figuur 2 is daarom als uitgangspunt gehanteerd bij het verkennen van opstellingsmogelijkheden. Hierbij zijn de opties inzichtelijk gemaakt voor 3 type windturbines met de volgende afmetingen: 170m-, 140m- en 130m rotordiameter. Voor elk type rotordiameter is daarnaast een variant uitgewerkt met 4x en

³ Voor wetgeving omtrent geluid en slagschaduw gaat het hier om woningen, scholen en ziekenhuizen.

⁴ Behorende tot de sfeer van de inrichting, waardoor wetgeving omtrent normen voor geluid en slagschaduw niet meer van toepassing zijn.

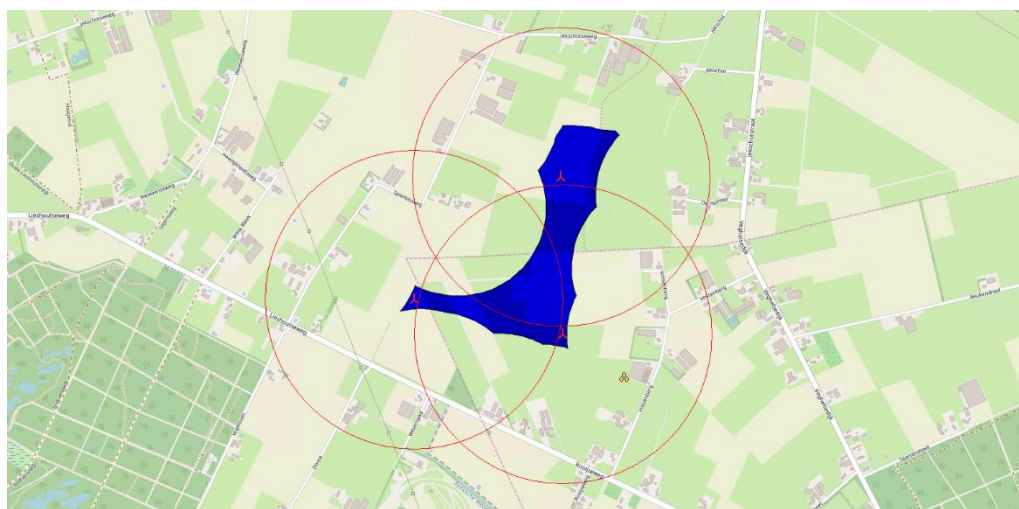
3x onderlinge windturbineafstand. In totaal zijn er daarom 6 opstellingen uitgewerkt, waarbij steeds het maximale plaatsingspotentieel is verkend. De specifieke keuze voor de afmetingen en tussenafstanden worden hieronder verder toegelicht. Er is, vanuit de eisen uit provinciaal beleid, een ondergrens van drie windturbines per opstelling aangehouden.

Windturbine afmetingen

Allereerst de keuze voor een groot type windturbine die toekomstbestendig is. Er is (inter)nationaal een trend gaande dat windturbines steeds groter en groter worden: grotere windturbines wekken meer energie op, waardoor de kostprijs per eenheid opgewekte energie daalt. Het Nederlandse subsidiesysteem stuurt hier ook op aan: goedkopere technieken krijgen voorrang, op weg naar een subsidieloos systeem. Voor de grote variant is uitgegaan van een referentiewindturbine met een rotordiameter van 170m. Dit kan momenteel beschouwd worden als de bovengrens qua afmetingen op land.

In Figuur 3 is voor de 170m rotor windturbine een voorbeeldopstelling uitgewerkt. In deze eerste variant is een onderlinge windturbineafstand aangehouden van 4x RD⁵. Deze onderlinge afstand van 4x RD vormt een vuistregel bij het maken van een opstelling om de effecten van zog⁶ door windturbines op elkaar te verminderen, maar toch zo veel als mogelijk windturbines te kunnen plaatsen. In de praktijk kan hiervan afgeweken worden, maar verhoogde zog-effecten (kunnen) leiden tot een verlaagde energieopbrengst en een verkorte levensduur van windturbines. Uit Figuur 3 wordt duidelijk dat er binnen het zoekgebied bij deze variant ruimte is voor 3 windturbines. Enkel de zuidoostelijke windturbine staat op het grondgebied van de gemeente Laarbeek. Geen van de windturbines staat op het perceel dat mogelijk door de gemeente kan worden aangekocht.

Figuur 3 Voorbeeldopstelling 170m rotor - 4x RD (blauw = zoekgebied windenergie, rode symbolen = windturbineposities, rode cirkels = afstand 4x RD)



Wanneer de onderlinge windturbineafstand verkleind wordt tot 3x RD, dan is de opstelling uit Figuur 4 mogelijk. Hierbij staat de meest zuidoostelijke windturbine binnen de gemeente

⁵ Rotordiameter.

⁶ Afname windsnelheid en toename turbulentie achter de windturbinebladen.

Laarbeek en tevens op het perceel dat mogelijk door de gemeente kan worden aangekocht. Uit Figuur 4 wordt tevens duidelijk dat er door de kleinere tussenafstand een 4^{de} windturbine in het noordelijke deel mogelijk is. De beschikbare (schuif)ruimte voor alle windturbineposities is bij deze variant echter beperkt. Bovendien zullen er bij deze opstelling verhoogde zog-effecten optreden t.o.v. de opstelling in Figuur 3 met 4x RD tussenafstand.

Figuur 4 Voorbeeldopstelling 170m rotor - 3x RD (blauw = zoekgebied windenergie, rode symbolen = windturbineposities, rode cirkels = afstand 3x RD)



Daarnaast is een opstelling uitgewerkt voor een windturbine met een rotordiameter van 140m. Deze windturbine kan qua afmetingen meer als de huidige standaard beschouwd worden voor wind op land. Figuur 5 laat een opstelling zien met een onderlinge tussenafstand van 4x RD, Figuur 6 3x RD. De conclusies zoals eerder getrokken voor de 170m rotor windturbine blijven ook hier grotendeels overeind. Dus bij de 4x RD variant staat de meest zuidoostelijke windturbine niet op het perceel dat mogelijk door de gemeente kan worden aangekocht, bij 3x RD wel. Bovendien zijn bij de 3x RD variant 4 posities mogelijk. Grootste verschil met de 170m RD variant is dat er bij beide opstellingen duidelijk meer schuifruimte aanwezig is. Dit kan bij het uiteindelijk optimaliseren/ positioneren van de windturbines erg handig zijn tijdens het aanleggen van benodigde infrastructuur.

Figuur 5 Voorbeeldopstelling 140m rotor - 4x RD (blauw = zoekgebied windenergie, rode symbolen = windturbineposities, rode cirkels = afstand 4x RD)

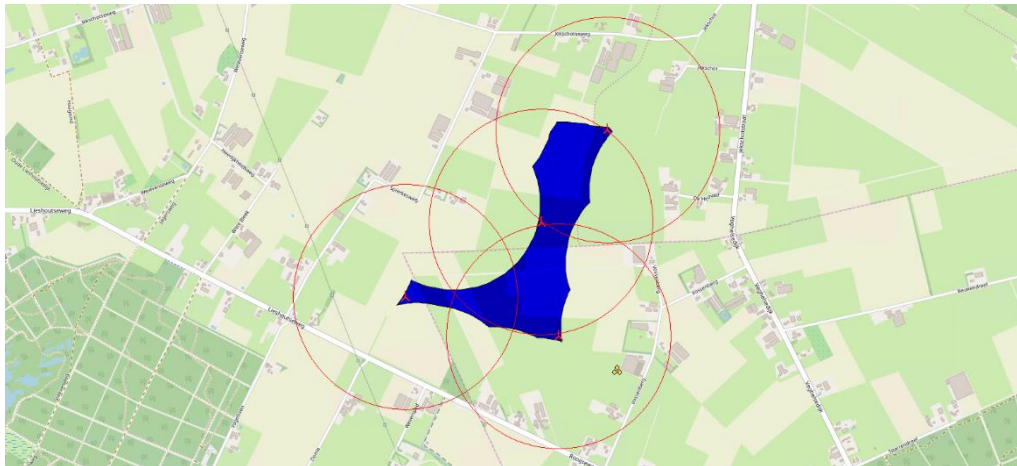


Figuur 6 Voorbeeldopstelling 140m rotor - 3x RD (blauw = zoekgebied windenergie, rode symbolen = windturbineposities, rode cirkels = afstand 3x RD)



Ten slotte zijn 2 varianten uitgewerkt voor een referentiewindturbine met een rotordiameter van 130 meter. Het aanbod van grootschalige (multi-megawatt) windturbines met een rotordiameter van 120m of kleiner wordt steeds geringer. 130m kan daarom (vooral met oog op toekomstige ontwikkelingen) als ondergrens worden beschouwd qua rotordiameter, al zijn er momenteel kleinere modellen beschikbaar. De vraag is of dat zo blijft en of deze, met een dalende subsidie, ook in de toekomst op deze relatief windluwe locaties rendabel blijven. Figuur 7 laat voor de 130m variant een voorbeeldopstelling zien met een onderlinge tussenafstand van 4x RD, Figuur 8 met 3x RD. Figuur 7 laat zien dat er bij de 130m variant bij 4x RD tussenafstand net genoeg ruimte is voor de plaatsing van 4 windturbines, al is er relatief weinig schuifruimte beschikbaar. Uit Figuur 8 komt naar voren dat bij een tussenafstand van 3x RD ruimte beschikbaar is voor 5 windturbines, wederom met relatief weinig schuifruimte. Bij deze laatste variant bevinden zich twee windturbines binnen het grondgebied van de gemeente Laarbeek, waarbij 1 windturbine gepositioneerd is op het perceel dat mogelijk door de gemeente kan worden aangekocht.

Figuur 7 Voorbeeldopstelling 130m rotor - 4x RD (blauw = zoekgebied windenergie, rode symbolen = windturbineposities, rode cirkels = afstand 4x RD)



Figuur 8 Voorbeeldopstelling 130m rotor - 3x RD (blauw = zoekgebied windenergie, rode symbolen = windturbineposities, rode cirkels = afstand 3x RD)



Bovenstaande analyse, waarin voor diverse varianten opstellingsmogelijkheden zijn verkend, is samengevat in onderstaande Tabel 1.

Tabel 1 Overzicht opstellingsmogelijkheden diverse varianten

Variant	Figuur	# WTG	WTG op perceel van Duinhoven?	Schuifruimte aanwezig?	# WTG gemeente Laarbeek
170m RD - 4x RD	Figuur 3	3	Nee	Ja	1
170m RD - 3x RD	Figuur 4	4	Ja, (1)	Beperkt	1
140m RD - 4x RD	Figuur 5	3	Nee	Ja	1
140m RD - 3x RD	Figuur 6	4	Ja (1)	Ja	1

Variant	Figuur	# WTG	WTG op perceel van Duinhoven?	Schuifruimte aanwezig?	# WTG gemeente Laarbeek
130m RD - 4x RD	Figuur 7	4	Nee	Beperkt	1
130m RD - 3x RD	Figuur 8	5	Ja (1)	Beperkt	2

Uit Tabel 1 komt naar voren dat het zoekgebied afhankelijk van het type windturbine en de gekozen tussenafstand mogelijk ruimte biedt voor 3 – 5 windturbines, waarvan 1 – 2 binnen de gemeente Laarbeek. Als er 3x RD tussenafstand wordt aangehouden, wat beschouwd mag worden als risicovol (want verhoogde zog-effecten), is er ruimte voor 1 windturbine op het perceel dat mogelijk door de gemeente aangekocht kan worden. Meer windturbines op dit perceel zijn vanwege de geringe omvang van het perceel zelf, de (minimale) onderlinge turbineafstand en aanwezigheid van de 400m contour voor gevoelige objecten niet mogelijk.

Bij de opstellingen uit Figuur 3 t/m Figuur 8 zijn de windturbines steeds vanuit technisch oogpunt gepositioneerd, waarbij voornamelijk een maximaal aantal windturbines is nagestreefd binnen het gehanteerde criterium voor tussenafstanden. Het dient overigens vermeld te worden dat bij opstellingen met veel schuifruimte (Figuur 3, Figuur 5 en Figuur 6) de windturbines idealiter nog verder uit elkaar zouden kunnen worden geplaatst (binnen de beschikbare ruimte) om zog-effecten te verminderen. Daarnaast zouden windturbineposities ook nog kunnen schuiven onder invloed van andere milieuaspecten (bijvoorbeeld landschap of geluid), zodat de turbines wat meer in één lijn staan of qua geluideffecten worden geoptimaliseerd. Hiermee is tot dusver geen rekening gehouden.

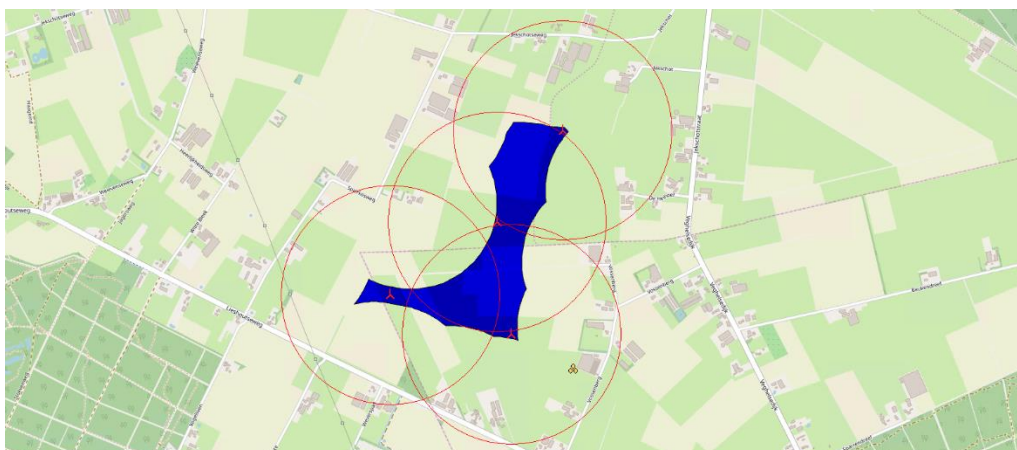
Verkenning maximaal plaatsingspotentieel Laarbeekse gronden

Bij Figuur 3 t/m Figuur 8 is nog geen rekening gehouden met het plaatsen van (zo veel mogelijk) windturbines op het grondgebied van de gemeente Laarbeek. Vandaar dat hieronder de exercitie nogmaals is uitgevoerd, maar dan met als uitgangspunt zo veel als mogelijk windturbines op het grondgebied van de gemeente Laarbeek, en bij voorkeur op het perceel dat de gemeente mogelijk kan aankopen. Figuur 9 t/m Figuur 14 hieronder presenteren de opstellingen, waarbij (de volgorde van) de uitgangspunten voor wat betreft het type windturbine (170m, 140m en 130m) en onderlinge tussenafstand (4x en 3x) hetzelfde is gebleven als in de vorige sectie.

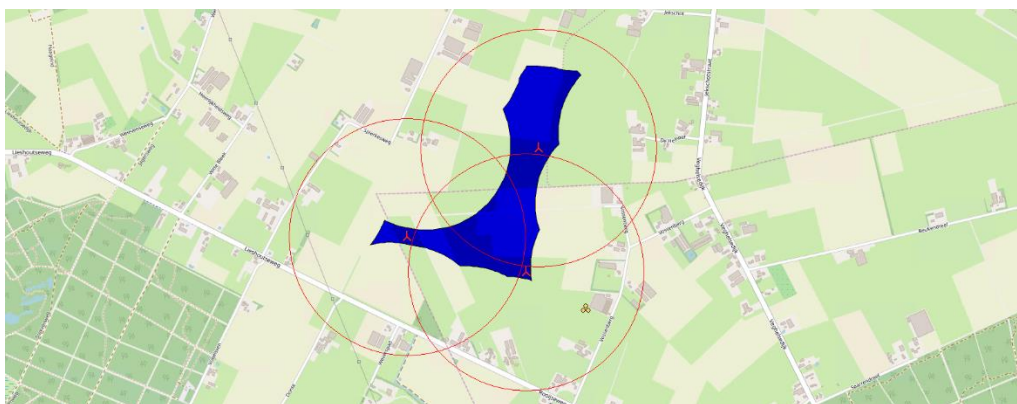
Figuur 9 Voorbeeldopstelling 170m rotor - 4x RD (blauw = zoekgebied windenergie, rode symbolen = windturbineposities, rode cirkels = afstand 4x RD)



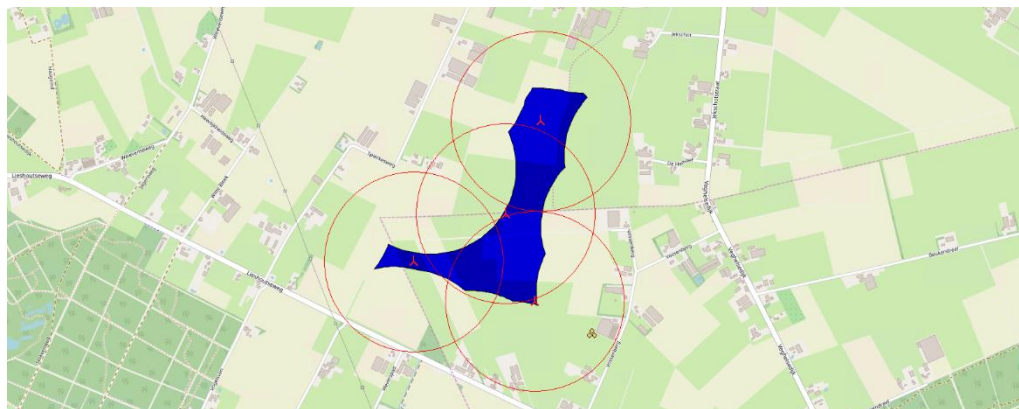
Figuur 10 Voorbeeldopstelling 170m rotor - 3x RD (blauw = zoekgebied windenergie, rode symbolen = windturbineposities, rode cirkels = afstand 3x RD)



Figuur 11 Voorbeeldopstelling 140m rotor - 4x RD (blauw = zoekgebied windenergie, rode symbolen = windturbineposities, rode cirkels = afstand 4x RD)



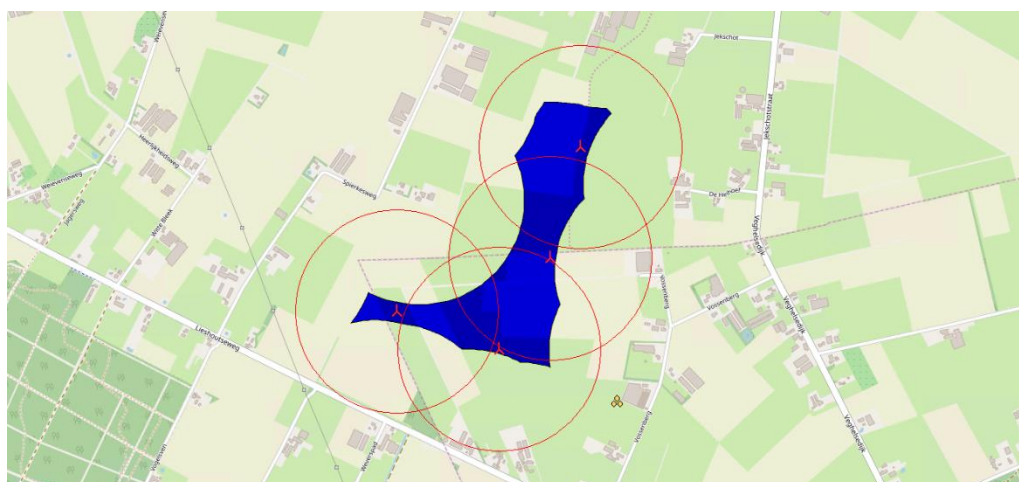
Figuur 12 Voorbeeldopstelling 140m rotor - 3x RD (blauw = zoekgebied windenergie, rode symbolen = windturbineposities, rode cirkels = afstand 3x RD)



Figuur 13 Voorbeeldopstelling 130m rotor - 4x RD (blauw = zoekgebied windenergie, rode symbolen = windturbineposities, rode cirkels = afstand 4x RD)



Figuur 14 Voorbeeldopstelling 130m rotor - 3x RD (blauw = zoekgebied windenergie, rode symbolen = windturbineposities, rode cirkels = afstand 3x RD)



Tabel 2 geeft een overzicht van de opstellingsmogelijkheden voor de diverse varianten met als uitgangspunt dat het maximale potentieel binnen de gemeente Laarbeek wordt benut.

Tabel 2 Overzicht opstellingsmogelijkheden diverse varianten (maximaal potentieel binnen gemeente)

Variant	Figuur	# WTG	WTG op perceel van Duinhoven?	Schuifruimte aanwezig?	# WTG gemeente Laarbeek
170m RD - 4x RD	Figuur 9	2*	Nee	Nee, niet binnen gemeente Laarbeek	2
170m RD - 3x RD	Figuur 10	4	Nee	Beperkt	2
140m RD - 4x RD	Figuur 11	3	Nee	Ja	2
140m RD - 3x RD	Figuur 12	4	Nee	Beperkt	3
130m RD - 4x RD	Figuur 13	4	Nee	Beperkt	2
130m RD - 3x RD	Figuur 14	5	Ja	Beperkt	3

* Deze opstelling voldoet niet aan de eis uit provinciaal beleid voor een ondergrens van minimaal 3 windturbines.

Op basis van deze nieuwe exercitie kan geconcludeerd worden dat het mogelijk is, met gerichte sturing, om meer windturbines op het grondgebied van Laarbeek te plaatsen. Afhankelijk van het type windturbine en de onderlinge tussenafstand zijn dit 2 – 3 windturbines. Het totale aantal windturbines binnen het onderzoeksgebied blijft (m.u.v. de variant 170m RD – 4x RD) voor alle varianten gelijk. Hierbij dient wel vermeld te worden dat windturbines idealiter zo ver als mogelijk uit elkaar worden geplaatst om zog-effecten te minimaliseren. In dit kader is het voordelig om de beschikbare ruimte in zowel de gemeente Laarbeek als Meierijstad voor een windturbineopstelling te benutten. Uit Tabel 2 wordt verder duidelijk dat er voor het overgrote deel van de varianten, bij het nastreven van een maximaal aantal windturbines op Laarbeekse gronden, geen windturbine geplaatst kan worden op het perceel dat de gemeente mogelijk kan aankopen. De rol en mogelijkheden van dit perceel bij de totstandkoming van een windenergieproject binnen het onderzoeksgebied lijken daarmee gering. Daarnaast is er bij de meeste varianten geen sprake van overdraai door rotorbladen over dit perceel.

Bepaling financiële haalbaarheid;

Naast het verkennen van de haalbaarheid vanuit ruimtelijk-technisch oogpunt, is er in deze memo ook gekeken naar de financiële haalbaarheid. In overleg met de gemeente is besloten om deze financiële haalbaarheid inzichtelijk te maken voor de volgende drie windturbineopstellingen:

- Scenario 1 'maximale opwek' zoals zichtbaar in Figuur 3 (170m RD – 4x RD);
- Scenario 2 'optimale grondposities' zoals zichtbaar in Figuur 4 (170m RD – 3x RD);
- Scenario 3 'Laarbeekse variant' zoals zichtbaar in Figuur 14 (130m RD – 3x RD).

De belangrijkste parameters van het financiële model worden hieronder beschreven.

Energieopbrengst (aantal vollasturen)

Een belangrijke pijler voor de financiële haalbaarheid van een windenergieproject is de energieopbrengst, aangezien dit de basis vormt voor de inkomsten van het windpark. De energieopbrengst is bepaald door middel van een berekeningsmodel binnen het softwarepakket WindPRO. Algemene uitgangspunten per opstellingsscenario zijn weergegeven in Tabel 3. Voor de 170m RD variant windturbine (scenario 1 & 2) is de Siemens Gamesa 'SG 6.2-170' als referentiewindturbine gekozen. Deze windturbine heeft een nominaal vermogen van 6,2 MW. Voor de 130m RD variant windturbine (scenario 3) is de Enercon 'E138 EP3 E2-4,2' als referentiewindturbine gekozen en deze turbine heeft een nominaal vermogen van 4,2 MW. Ondanks het feit dat deze windturbine (met een rotor van 138m) de rotordiameterklasse van 130m net overschrijdt, achten wij deze referentiewindturbine toch representatief voor deze klasse. De ashoogten voor de scenario's zijn willekeurig gekozen, maar er is wel rekening gehouden met het feit dat bij een grotere rotor idealiter ook een hogere ashoogte hoort⁷.

De gekozen referentiewindturbines zijn geschikt voor het lokaal aanwezige windklimaat IEC 3 op ashoogte. Deze zogenoemde IEC klasse geeft aan wat voor soort windklimaat op een locatie (en een bepaalde hoogte) voorkomt. Het beschrijft de gemiddelde windsnelheid en andere eigenschappen die het windklimaat kunnen worden toegekend (bijvoorbeeld extremen). Bij het ontwerp en de fabricage van windturbines wordt hier rekening mee gehouden. Zo worden windturbines speciaal ontworpen om zo optimaal mogelijk te presteren bij een bepaald voorkomend windklimaat. Het toepassen van een sterke (en daarmee ook vaak duurdere) IEC klasse 1 of 2 windturbine op een locatie met een minder gunstig windklimaat (IEC klasse 3) is mogelijk, maar veelal niet wenselijk in termen van prijs en prestatie en derhalve ongunstig voor de business case.

Tabel 3 Algemene uitgangspunten per scenario

Aspect	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Aantal windturbines	3	4	4
Windturbintype	SG 6.2-170	SG 6.2-170	E-138 EP3 E2-4,2MW
Totaalvermogen [MW]	18,6	24,8	16,8
Rotordiameter [m]	170	170	138
Ashoogte [m]	165	165	130

Ter bepaling van het windklimaat is het belangrijk om het model te voorzien van informatie over terreinhoogte, terreinruwheid⁸ en nabijgelegen obstakels. Tabel 4 geeft een overzicht van (de keuze voor) enkele specifieke input(parameters) binnen het berekeningsmodel van WindPRO. Als bron voor het windklimaat is 15 jaar data (op uurbasis) gebruikt van het dictstbijzjnde datapunt van het online model ERA5 op 100m hoogte.

⁷ Voor windturbines op land geldt de vuistregel dat de tiplaaagte (laagste punt rotor) idealiter niet lager is dan 1/3 deel van de tiphoogte (hoogste punt rotor).

⁸ Terreinruwheid beïnvloedt de opbouw van het verticale windprofiel. Een hogere ruwheid (door bijvoorbeeld vegetatie en bouwwerken) leidt over het algemeen tot lagere windsnelheden en meer turbulentie.

Tabel 4 Overzicht algemene uitgangspunten berekeningsmodel

Algemene uitgangspunten	
Hoogtemodel	AHN3 (oppervlakte 5 x 5 km, resolutie 5 m) en NASADEM data (oppervlakte 20 x 20 km, resolutie 30 m)
Ruwheidsmodel	Corine land cover 2018 (oppervlakte 20 x 20 km, resolutie 100 m)
Hoeveelheid gemodelleerde obstakels	Geen significante obstakels aanwezig in onderzoeksgebied
Gebruikte data voor bepaling windklimaat	15 volledige jaren ERA5 modeldata (periode 01/01/2005 – 31/12/2019) op 100m hoogte
Zog-vervalconstante	0,061 (categorie: gesloten agrarisch gebied op 150 meter)
Levensduur project [jaar]	20

Tabel 5 geeft een overzicht van de verliezen, zoals gehanteerd bij de bepaling van de netto energieopbrengst⁹. Buiten bepaling van de zog-effecten, berekend door het model, zijn de overige verliezen puur een inschatting op basis van referentieprojecten. De daadwerkelijke hoogte van de verliezen kan in de praktijk dus hoger of lager uitvallen en dient nader onderzocht te worden.

Tabel 5 Overzicht verliezen energieopbrengst

Detailoverzicht productieverliezen	Toelichting	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Zog-effecten	Modelberekening	3,9%	7,3%	7,5%
Niet-beschikbaarheid	Indicatieve inschatting	3,0%	3,0%	3,0%
Balance of plant		0,1%	0,1%	0,1%
Netuitval		0,1%	0,1%	0,1%
Kabelverliezen		3,0%	3,0%	3,0%
Eigen consumptie		0,3%	0,3%	0,3%
Bladdegradatie door ijsvorming		0,3%	0,3%	0,3%
Bladdegradatie door beschadiging en vervuiling		0,5%	0,5%	0,5%
Mitigatie voor geluid		1,5%	1,5%	1,5%
Mitigatie voor slagschaduw		0,5%	0,5%	0,5%
Mitigatie voor vogels		0,5%	0,5%	0,5%
Mitigatie voor vleermuizen		0,5%	0,5%	0,5%

Tabel 6 geeft een overzicht van de resultaten van de energieopbrengstberekening per scenario. Hieruit wordt duidelijk dat scenario 2 de hoogste energieopbrengst tot gevolg heeft. En alhoewel scenario 2 en 3 beide bestaan uit een opstelling van 4 windturbines, is de energieopbrengst voor scenario 2 wel bijna 2 maal zo groot. Dit komt doordat de energieopbrengst evenredig is met het kwadraat van het rotoroppervlak en de derde macht van de gemiddelde windsnelheid. Op grotere hoogte waait het nu eenmaal harder en constanter en grotere wieken kunnen meer

⁹ Bruto energieopbrengst – verliezen = netto energieopbrengst

energie uit de wind halen, waardoor de energieproductie van grotere windturbines veel hoger is. Wat verder opvalt is dat scenario 1 het hoogste aantal vollasturen¹⁰ haalt. Dit is het gevolg van een grotere afstand tussen de windturbines, wat leidt tot lagere zog-effecten en een verbeterde prestatie.

Tabel 6 Resultaten energieopbrengstberekening

Uitkomsten op parkniveau	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Windsnelheid op ashoogte [m/s]	7,1	7,1	6,7
Bruto productie [GWh/jr]	69,5	92,8	52,6
PARK* productie [GWh/jr]	66,8	86,0	48,6
Verliezen totaal [%]	13,3%	16,4%	16,6%
- Wake-effecten [%]	3,9%	7,3%	7,5%
- Overige verliezen [%]	9,8%	9,8%	9,8%
P50** netto energieproductie [GWh/jr]	60,2	77,5	43,8
Vollasturen [uur/jr]	3.238	3.127	2.610

*bruto opbrengst minus zog-effecten, ** gem. jaarlijkse opbrengst die met 50% zekerheid wordt behaald

Investeringskosten

Een andere belangrijke input voor het model zijn de investeringskosten voor een mogelijk windpark. Deze kosten bestaan uit de aanschaf en installatie van windturbines en bijbehorende infrastructuur. Daarnaast maken initiatiefnemers in de aanloopfase van een project ook kosten voor de ontwikkeling van het project (zoals subsidie- en vergunningaanvragen, betrekken van de omgeving, transactiekosten, etc.). Deze ontwikkelkosten worden in het model beschouwd als investeringskosten.

Wijze van financiering

Op basis van de investeringskosten dient de financiering te worden opgezet. Investeerders kunnen ervoor kiezen om het windpark op basis van projectfinanciering rond te krijgen of kiezen ervoor om het project geheel op eigen balans te bekostigen. Aangezien deze tweede optie niet voor alle ontwikkelaars een haalbare optie is, is in het kader van deze haalbaarheidsstudie een projectfinanciering aangehouden met een verhouding van 20% eigen vermogen ten opzichte van 80% vreemd (geleend) vermogen. Hierin zijn marktconforme rentepercentages en indexaties aangehouden.

Operationele kosten

Gedurende het project zal een mogelijk windpark ook operationele kosten met zich meebrengen. Hieronder vallen bijvoorbeeld het onderhoud, verzekeringen, netaansluitingskosten, WOZ-belasting en het operationele management. Er is aangenomen dat deze operationele kosten vergoed worden uit de gegenereerde kasstromen tijdens de exploitatie van het windpark. Grondvergoedingen of kosten uit omgevingscontracten worden in het model ook beschouwd als operationele kosten.

¹⁰ De vollasturen worden berekend door de jaarproductie te delen door het opgestelde vermogen. Het aantal vollasturen is een kengetal voor het aantal uur per jaar dat de windturbine effectief op (maximaal) nominaal vermogen produceert.

Maatschappelijke randvoorwaarden

Tot slot kunnen in het model overige (maatschappelijke) randvoorwaarden, zoals mogelijkheden voor participatie, worden meegenomen. Ook wordt in business cases vaak rekening gehouden met een mogelijke afdracht naar een omgevings- of gebiedsfonds. Een voorbeeld hier van is de afdracht van €0,50 per geproduceerde MWh conform de gedragscode van NWEA voor wind op land. In het model zijn geen randvoorwaarden of afdrachten meegenomen, om de haalbaarheid van het windproject objectief te kunnen beoordelen. Een onderzoek naar de ruimte in de business case voor maatschappelijke randvoorwaarden kan onderdeel zijn van een meer gedetailleerde haalbaarheidsstudie.

Voor alle scenario's is uitgegaan van vergelijkbare omstandigheden. In Tabel 7 zijn alle algemene uitgangspunten weergegeven waarvan is aangenomen dat deze voor alle drie de scenario's gelden. Het verschil tussen de scenario's is alleen gebaseerd op de verschillende opstellingen en de keuze voor het type windturbine (met bijbehorende afmetingen, investeringskosten en energieopbrengst). Deze worden genoemd onder de windturbine-specifieke parameters in Tabel 8 (scenario 1), Tabel 9 (scenario 2) en Tabel 10 (scenario 3).

Tabel 7 Algemene uitgangspunten business case

Aspect		Uitgangspunt
Tijdlĳn	SDE+ aanvraagmoment	2022
	Start bouw	1 juli 2023
	Duur bouwfase	6 maanden
	Start operationele fase	Januari 2024
	Operationele periode	20 jaar
SDE+ parameters	Windcategorie SDE+	< 6,75 m/s
	Basisbedrag SDE+	50 €/MWh
	Looptĳd subsidie	15 jaar
Operationele kosten	Onderhoudskosten	8 €/MWh
	Grondkosten	2,3 €/MWh
	Vaste kosten (Verzekeringen, netkosten, OZB)	11 k€/MW
	Sloopkosten einde project	100 €/k/ turbine
Financieel	Verhouding Eigen/Vreemd vermogen	80%/20%
	Rente banklening Vreemd vermogen	2,0%
	Looptĳd banklening	15 jaar
	Afschĳftermĳn	15 jaar
	Griĳze stroomprijs jaar 1	37 €/MWh
	Vennootschapsbelasting	16,5%/ 25%
	Indexatie kosten	1,5%
	Indexatie energieprijs	1,0%

Tabel 8 Windturbine-specifieke parameters - scenario 1

Aspect		Uitgangspunt
Windturbinekeuze en energieproductie	Fabrikant en type	SG 170-SG 6.2MW
	Vermogen per windturbine	6,2 MW
	Ashoogte	165m
	Rotordiameter	170m
	Tiphoogte	250m
Investeringskosten (totaal)	Windturbine	16.500 k€
	Fundering	1.650 k€
	Wegen, kraanopstelplaatsen, parkbekabeling	750 k€
	Netaansluiting	1.500 k€
	Onvoorzien (5% van kosten windturbine)	825 k€
	Transactiekosten voor bouw*	-
	Leges	177 k€
	Ontwikkelkosten	900 k€

* Hier zouden eventuele kosten ondergebracht kunnen worden indien lokaal percelen worden gekocht door de initiatiefnemers.

Tabel 9 Windturbine-specifieke parameters - scenario 2

Aspect		Uitgangspunt
Windturbinekeuze en energieproductie	Fabrikant en type	SG 170-SG 6.2MW
	Vermogen per windturbine	6,2 MW
	Ashoogte	165m
	Rotordiameter	170m
	Tiphoogte	250m
Investeringskosten (totaal)	Windturbine	22.000 k€
	Fundering	2.200 k€
	Wegen, kraanopstelplaatsen, parkbekabeling	1.000 k€
	Netaansluiting	1.500 k€
	Onvoorzien (5% van kosten windturbine)	1.100 k€
	Transactiekosten voor bouw	-
	Leges	204 k€
	Ontwikkelkosten	900 k€

Tabel 10 Windturbine-specifieke parameters – scenario 3

Aspect		Uitgangspunt
Windturbinekeuze en energieproductie	Fabrikant en type	E138 4.2MW
	Vermogen per windturbine	4,2 MW
	Ashoogte	130
	Rotordiameter	138

Aspect		Uitgangspunt
	Tiphoogte	199
Investeringskosten (totaal)	Windturbine	13.600 k€
	Fundering	1.320 k€
	Wegen, kraanopstelplaatsen, parkbekabeling	800 k€
	Netaansluiting	1.500 k€
	Onvoorzien (5% van kosten windturbine)	680 k€
	Transactiekosten voor bouw	-
	Leges	163 k€
	Ontwikkelkosten	900 k€

Resultaten business case model

Op basis van de hiervoor genoemde uitgangspunten is door middel van een eigen business case model (in Excel) het rendement op het eigen vermogen (internal rate of return = IRR) en de betalingscapaciteit in verhouding tot financiële verplichtingen (debt service coverage ratio = DSCR) berekend. Deze resultaten zijn in Tabel 11 weergegeven. Dit zijn indicatoren die de financiële haalbaarheid van een investering weergeven. De resultaten zijn gebaseerd op een inschatting van de energieproductie en nog zonder enige afdracht van een omgevingsbijdrage of afspraken over winstdeling met een gebiedsfonds.

Tabel 11 Resultaten business case

Indicator	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Rendement op eigen vermogen (IRR)	13,5%	13,0%	7,2%
Debt service coverage ratio (DSCR)*	1,46	1,45	1,26

* gemiddeld over looptijd lening

De resultaten kunnen vervolgens getoetst worden aan referentiewaarden. De minimale IRR is echter zeer subjectief en zal altijd onderhevig zijn aan een interne rendementseis van de betreffende initiatiefnemer(s). Het Conceptadvies SDE++ voor 2021 hanteert een rendement op eigen vermogen van 11% in de berekening van het benodigde Basisbedrag. Uit het rendement op eigen vermogen moeten volgens het Planbureau voor de Leefomgeving echter ook alle ontwikkelingskosten en leges worden bekostigd. Al deze kosten zijn meegenomen in de berekening van de business case. Na aftrek van deze kosten komt de referentiewaarde van het rendement op eigen vermogen uit op ongeveer 9,5%, om het gehanteerde rendement uit het Conceptadvies te evenaren. Met betrekking tot de DSCR wordt doorgaans uitgegaan van een minimale gemiddelde waarde van 1,20 met een minimale waarde in het slechtste jaar van 1,10.

Gerekend vanuit een standaard business case, met nog enige onzekerheid in de energieopbrengst en gekozen uitgangspunten, zien scenario 1 en 2 er in ieder geval financieel haalbaar uit. De financiële haalbaarheid is minder gunstig voor scenario 3, waar vooral de IRR relatief laag is. Vanwege de onzekerheden omtrent de gekozen uitgangspunten zijn de resultaten mogelijk gevoelig voor veranderingen. Een gevoeligheidsanalyse, waarbij voor dominante inputparameters een boven- en ondergrens wordt gehanteerd, zou de financiële haalbaarheid met meer zekerheid kunnen vaststellen.

Bespreking

In deze memo zijn de mogelijkheden voor windenergie verkend in een onderzoeksgebied dat zich bevindt in het noordwestelijke deel van de gemeente Laarbeek. Het betreft een gebied met gronden van zowel de gemeente Laarbeek en als de gemeente Meierijstad.

Opstellingsvarianten zijn uitgewerkt voor 3 verschillende type windturbines (170m, 140m en 130m RD) en twee onderlinge windturbineafstanden (4x en 3x RD). Naast het verkennen van opstellingen voor het hele gebied is een exercitie uitgevoerd met als uitgangspunt dat zo veel als mogelijk windturbines binnen de gemeente Laarbeek worden geplaatst. Verder is gekeken naar de opties op een perceel binnen het onderzoeksgebied dat de gemeente mogelijk kan aankopen.

Afhankelijk van het type windturbine en de onderlinge tussenafstand biedt het onderzoeksgebied mogelijk ruimte voor 3 tot 5 windturbines, waarbij 1 tot 2 windturbines op het grondgebied van de gemeente Laarbeek geplaatst kunnen worden. Wanneer het basisprincipe is om zo veel als mogelijk windturbines op Laarbeekse gronden te plaatsen, is er bij de kleinste variant windturbine (130m RD) met de minste tussenafstand (3x) mogelijk ruimte voor 3 windturbines. Vanuit het oogpunt om zog-effecten zo laag mogelijk te houden is het echter voordelig om bij de plaatsing van windturbines het hele gebied te benutten, en niet enkel de gronden van de gemeente Laarbeek. De mogelijkheden voor de plaatsing van windturbines binnen het perceel dat de gemeente mogelijk kan aankopen zijn beperkt. Dit komt voornamelijk doordat het perceel beperkt in omvang is, de 400m contour vanuit leefomgeving de ruimte voor windenergie lokaal beperkt en windturbines idealiter op enige afstand van elkaar dienen te worden geplaatst. In het gunstige geval biedt dit perceel ruimte voor 1 windturbine, maar bij de varianten met de grootste tussenafstanden (= minste zog-effecten) staat er geen windturbine op dit perceel. De invloed die dit perceel kan spelen bij een verdere ontwikkeling van windenergie in het gebied is daarmee gering.

In overleg met de gemeente Laarbeek zijn er vervolgens 3 windturbineopstellingen geselecteerd en onderzocht op de financiële haalbaarheid. Hierbij gaat het om de volgende scenario's:

- Scenario 1 'maximale opwek' zoals zichtbaar in Figuur 3 (170m RD – 4x RD);
- Scenario 2 'optimale grondposities' zoals zichtbaar in Figuur 4 (170m RD – 3x RD);
- Scenario 3 'Laarbeekse variant' zoals zichtbaar in Figuur 14 (130m RD – 3x RD).

Om de financiële haalbaarheid inzichtelijk te maken is per scenario de energieopbrengst bepaald dat samen met diverse andere inputparameters en uitgangspunten in een financieel model is verwerkt. Hieruit is naar voren gekomen dat vooral scenario 1 en 2 een rendabele business case laten zien, de business case voor scenario 3 is minder gunstig. Dit wordt grotendeels veroorzaakt doordat scenario 3 uitgaat van kleinere windturbines, die een veel lagere energieopbrengst tot gevolg hebben en er niet (voldoende) in slagen de (relatief) hoge kosten van het project te dekken. Scenario 1 scoort het beste op de verschillende financiële indicatoren. Dit komt naast het feit dat scenario 1 uitgaat van grote windturbines (t.o.v. scenario 3) ook doordat de onderlinge windturbineafstanden hier groter zijn (t.o.v. scenario 2 & 3), waardoor zog-effecten lager zijn windturbines beter presteren. Bij al deze resultaten dient echter nadrukkelijk vermeld te worden dat er enige onzekerheid omgeven is rondom de inputparameters en uitgangspunten, waardoor resultaten bij verandering van inputgegevens

kunnen afwijken (zowel positief als negatief). Nader onderzoek met een hoger detailniveau, bijvoorbeeld door uitvoering van een gevoeligheidsanalyse, kan resultaten met meer zekerheid vaststellen.

Concluderend kan gesteld worden dat, rekening houdend met de onzekerheid rondom (de inputparameters en uitgangspunten voor) het financiële model, de ontwikkeling van een windpark binnen het zoekgebied financieel haalbaar lijkt te zijn. Hierbij gaat het specifiek om relatief grote windturbines (gerekend met 170m RD) en een windpark bestaande uit 3 tot 4 windturbines.

Ten slotte dient er voor het beoordelen van de kansen voor windenergie binnen het onderzoeksgebied wel nog een aandachtspunt genoemd te worden vanuit de Defensieradar van luchthaven Volkel. Het gebied ligt weliswaar buiten de 15 km contour, maar alsnog redelijk dichtbij. Hierdoor is de kans aanwezig dat de Defensieradar storing ondervindt wat (mogelijk zelfs) leidt tot overschrijding van de norm. Enige manier om hier uitsluitel over te geven is TNO een radarverstoringsonderzoek te laten onderzoeken. Wel is het doorgaans zo dat de effecten afnemen met: minder windturbines, kleinere en 'slankere' windturbines en een grotere afstand. In dat kader is de 130 en/ of 140 m variant mogelijk gunstiger dan de 170m, maar dit dient onderzocht te worden.