

Bosch & van Rijn

Franz-Lisztplantsoen 220
3533 JG Utrecht
030 – 677 6466

Auteurs

Daan Booij
Stijn Schouten

Opdrachtgever

Provincie Noord-Brabant

Quickscan wind en zon Bergeijk

De Pielis – gemeente Bergeijk



Bosch & van Rijn
experts in duurzame energie



Quickscan wind en zon Bergeijk

De Pielis – gemeente Bergeijk

Datum	4 April 2025
Versie	3.0
Auteur	Daan Booij Stijn Schouten
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 ver-
vatte informatie niet aan derden worden bekendgemaakt. Bosch & Van Rijn BV is niet
aansprakelijk voor schade door het gebruik van deze informatie

Inhoudsopgave

HOOFDSTUK 1	INLEIDING	3
1.1	Aanleiding	3
1.2	Leeswijzer	3
HOOFDSTUK 2	BELEIDSKADER	4
2.1	Nationaal beleid	4
2.2	Provinciaal beleid	6
2.3	Regionale afspraken	9
2.4	Gemeentelijk beleid	10
2.5	Conclusie	12
HOOFDSTUK 3	RUIMTELIJKE ANALYSE	13
3.1	Ruimtelijke analyse wind	13
3.2	Ruimtelijke analyse zon	21
3.3	Analyse kadastrale gronden	24
HOOFDSTUK 4	VARIANTENSTUDIE	28
4.1	Wind	28
4.2	Zon	34
4.3	Combinatie Wind & Zon	35
4.4	Conclusie	36
HOOFDSTUK 5	BUSINESSCASE	38
5.1	Inleiding	38
5.2	Aanpak en uitgangspunten	39
5.3	Businesscase wind	41
5.4	Businesscase zon	46
5.5	Combinatie wind en zon	49
5.6	Gevoeligheidsanalyse	51
HOOFDSTUK 6	CONCLUSIE	55

Hoofdstuk 1 Inleiding

1.1 Aanleiding

Het gebied de Pielis in de gemeente Bergeijk is opgenomen als zoekgebied voor wind en zon in de RES 1.0 van de Metropoolregio Eindhoven (MRE). Dit gebied volgt uit een door de Kempengemeenten in 2019 doorlopen planmer die op zijn beurt is opgenomen in het planMER van de RES MRE van 2020. In 2020 heeft de gemeente Bergeijk, in het kader van de RES, een tender uitgezet voor wind- en zoninitiatieven in de Pielis. Meerdere initiatiefnemers hebben zich hiervoor gemeld. Op verzoek van de gemeente zijn meerdere ontwikkelaars een samenwerking aangegaan en dit heeft uiteindelijk geresulteerd in 2 projectvoorstellen voor de grootschalige ontwikkeling van wind en zon in de Pielis.

Eind 2023 is de tenderprocedure beëindigd omdat geen van de projectvoorstellen aan de criteria van de gemeente voldeed. Hier is bezwaar op ingediend en de indieners van beide projectvoorstellen hebben gevraagd aan de provincie om de regie te nemen. Voordat de provincie de beslissing neemt haar provinciale bevoegdheid in te zetten voor het nemen van een projectbesluit overweegt de provincie een projectMER te laten opstellen om in beeld te krijgen welke mogelijkheden er zijn voor de ontwikkeling van zonne- en windenergie in het gebied en welke milieugevolgen daarmee gepaard gaan. Gedeputeerde Staten van Noord-Brabant hebben besloten om de bevoegdheid voor de ontwikkeling van wind- en zonprojecten vooralsnog niet over te dragen aan de gemeente.

Vooruitlopend op het projectMER bevat voorliggend document een QuickScan waarin de mogelijkheden voor grootschalige energieopwek in de Pielis zijn verkend. Dit memo helpt de provincie bij de navolgende proceskeuzen.

1.2 Leeswijzer

De voorliggende notitie bestaat uit drie hoofdstukken. In Hoofdstuk 2 is het beleidskader beschreven. De ruimtelijke analyse staat in Hoofdstuk 3. Hoofdstukken 4 en 5 behandelen de variantenstudie en businesscase. Gevolgd door een korte conclusie in Hoofdstuk 6.

Hoofdstuk 2 Beleidskader

2.1 Nationaal beleid

2.1.1 *Nationale omgevingsvisie*

Op nationaal niveau is het vigerende ruimtelijk beleid vastgelegd in de Nationale Omgevingsvisie (NOVI), vastgesteld in 2020. Met de NOVI geeft het Rijk een langetermijnvisie op de toekomst en de ontwikkeling van de leefomgeving binnen Nederland. Daarbij wordt een integrale benadering voorgesteld, samen met andere overheden en maatschappelijke organisaties en met meer regie vanuit het Rijk. Hierbij gaat het om het uitzetten van een koers om opgaven op het gebied van klimaatverandering, energietransitie, circulaire economie, bereikbaarheid en woningbouw in goede banen te leiden. Het streven is de kwaliteit van de leefomgeving te behouden en zo veel mogelijk te versterken. In de NOVI zijn de nationale belangen en opgaven in de fysieke leefomgeving vertaald naar de volgende prioriteiten:

- ruimte voor klimaatadaptatie en energietransitie;
- duurzaam economisch groeipotentieel;
- sterke en gezonde steden en regio's;
- toekomstbestendige ontwikkeling van het landelijk gebied.

Daarnaast heeft de Rijksoverheid enkele nationale belangen vastgesteld, waarvoor zij de systeemverantwoordelijkheid draagt. Eén van de nationale belangen is het realiseren van een betrouwbare, betaalbare en veilige energievoorziening (die in 2050 CO₂-arm is) en de daarvoor benodigde hoofdinfrastructuur. In dit nationale belang worden de afspraken in zowel het Klimaatakkoord van Parijs als het nationale Klimaatakkoord (2019) opnieuw bevestigd. Dit betekent dat de transitie naar een CO₂-arme energievoorziening in 2050 gerealiseerd moet zijn, door 95% minder uitstoot van broeikasgassen te realiseren in 2050 ten opzichte van 1990.

In de NOVI worden richtingen meegegeven die voor de inpassing van duurzame energie kunnen worden gebruikt. Voor de productie van duurzame energie wordt de voorkeur gegeven voor grootschalige clustering van duurzame energieproductie. Grootschalige clustering vermindert de ruimtelijke afwenteling en draagt bij aan kostenreductie. Daarbij is het van belang dat een afweging wordt gemaakt tegenover andere relevante waarden zoals landschap, nationale veiligheid, natuur, cultureel erfgoed, water, bodem en betrokken bestuur en bewoners. Een natuurinclusief ontwerp en beheer van een zonnepark is hierbij van belang om verstoring of aantasting van natuur en biodiversiteit zo veel mogelijk te voorkomen. Bewoners van een gebied worden betrokken bij een project en waar mogelijk kunnen ze meeprofiteren.

2.1.2 Voorkeursvolgorde voor opwekken zonne-energie

De zonneladder betreft de voorkeursvolgorde zon uit de Nationale Omgevingsvisie (NOVI), met de volgende voorkeursvolgorde:

1. Zonne-energie op daken en gevels
2. Zonne-energie op terreinen en objecten binnen bebouwd gebied
3. Zonne-energie op terreinen en objecten in het landelijk gebied
4. Zonne-energie op landbouw- en natuurgronden

De provincie heeft naar aanleiding van deze voorkeursvolgorde ook een eigen voorkeursvolgorde opgenomen in het provinciale beleid.

2.1.3 Uitspraak ABRvS inzake landelijke normen

Sinds een uitspraak¹ van de Afdeling Bestuursrechtspraak van de Raad van State (ABRvS) kunnen de landelijke normen voor windturbines (vastgelegd in het Bal (Besluit activiteiten leefomgeving) en Bkl (Besluit kwaliteit leefomgeving)) voor geluid, slagschaduw en externe veiligheid (Plaatsgebonden Risico) voorlopig niet worden toegepast op windparken van 3 of meer windturbines. Voor opstellingen van 3 of meer windturbines geldt momenteel op basis van de uitspraak van de RvS, geen landelijke norm. Het is momenteel nog onduidelijk wanneer de definitieve normen beschikbaar zullen zijn. Onderstaande tabel somt de verwachte wijzigingen op.

Tabel 1 Concept windturbinebepalingen

Belemmering	Toelichting	Buffer
Afstandsnorm	In de nieuwe (concept) windturbinebepalingen is een afstandsnorm tot windturbine gevoelige gebouwen opgenomen van 2x de tiphoopte.	2x tiphoopte
Panden (externe veiligheid)	<p>Welk extern veiligheidsrisico bij (beperkt) kwetsbare objecten als aanvaardbaar wordt beschouwd is in normen omschreven met het plaatsgebonden risico (PR). Hiermee wordt de kans omschreven dat een persoon die zich onafgebroken op een bepaalde locatie bevindt komt te overlijden als direct gevolg van een ongeval bij de te beoordelen inrichting. Een persoon die zich onafgebroken op de PR 10^{-6} contour rondom een inrichting bevindt heeft een kans op overlijden van 10^{-6} per jaar (één op de miljoen per jaar) als direct gevolg van een ongeval bij de te beoordelen inrichting. Op de PR 10^{-5} contour is de kans op overlijden één op de honderdduizend per jaar.</p> <p>De veiligheidsafstanden tot panden zijn in de conceptwindturbinebepalingen aangescherpt ten opzichte van de vorige normen. De standaardwaarde voor het plaatsgebonden risico is 10^{-6}. De afstand om aan deze eis te voldoen verschilt per windturbintype, maar voor de PR 10^{-6}-contour blijkt de vuistregelafstand van de ashoogte + 1/3e wieklengthe een goede indicatie te geven.</p> <p>In de conceptnormen wordt gesproken over een afwijkingsmogelijkheid van de standaardwaarde van PR 10^{-6}. Daaruit blijkt nog niet duidelijk of een grenswaarde van PR 10^{-5} geldt of dat er geen grenswaarde geldt. Voorheen was een waarde van PR 10^{-5} de norm voor de meeste panden.</p>	PR 10^{-6}

¹ (ECLI:NL:RVS:2021:1395)

Belemmering	Toelichting	Buffer
Geluidsnorm	De oude norm stelde een maximale waarde van 47 dB Lden voor de gevels van windturbinegevoelige objecten. In de nieuwe (concept) windturbinebepalingen is er nu een standaardwaarde van 45 dB Lden, met een grenswaarde van 47 dB Lden. Dit betekent dat de standaardwaarde kan worden overschreden tot de grenswaarde van 47 dB, mits dit per geval goed wordt gemotiveerd.	45dB Lden

In de bovengenoemde uitspraak wordt expliciet genoemd dat een bevoegd gezag ervoor kan kiezen om eigen normen te hanteren zolang de landelijke windturbinebepalingen niet van kracht zijn. Deze normen dienen te zijn voorzien van een actuele, deugdelijke, op zichzelf staande en op lokale situatie toegesneden motivering.

2.2 Provinciaal beleid

2.2.1 *Omgevingsvisie Noord-Brabant (2018)*

Brabant wil evenredig bijdragen aan de doelstelling van minder dan 2 graden opwarming (klimaatakkoord). Daarnaast zijn er ook andere redenen voor de inzet op de energietransitie. Energie die niet is gebaseerd op fossiele bronnen, ligt binnen handbereik en maakt dat onze energievoorziening minder afhankelijk wordt van de gasvoorraden in Nederland of van de import van energie van elders. Daarom heeft de provincie in de omgevingsvisie Noord-Brabant² doelen vastgesteld voor de toekomst. Hierin is vastgelegd dat Noord-Brabant in 2050 100% van de energie duurzaam wil opwekken, grootendeels afkomstig uit de eigen provincie. Om zo een betrouwbare en onafhankelijke energievoorziening te bereiken. Dit is een grote opgave voor de provincie, daarom is voor 2030 ook een tussendoel gesteld om 50% duurzame energie te realiseren en broeikasgassen met 50% te reduceren.

Deze doelstellingen vragen om een actief en gericht beleid van de provincie:

- Verminderen energieverbruik: bespaarde energie hoeft ook niet opgewekt te worden en verminderd daarmee de ruimteclaim.
- Verduurzaming energie: Er wordt ingezet op een grootschalige groei van duurzame energie via wind, zon, water en duurzame warmte

Voor de periode tot 2030 wordt daarom ingezet op het mogelijk maken van zo veel mogelijk zon- en breed gedragen windprojecten, binnen de regels van de omgevingsverordening. Draagvlak en sociale randvoorwaarden zijn daarbij ook van belang. De provincie ziet Brabant als innovatief gidsgebied en proeftuin voor de energietransitie. Daarbij wordt de energieopgave zoveel mogelijk gekoppeld aan andere opgaven.

² https://www.brabant.nl/publish/pages/9866/omgevingsvisie_kwaliteitvanbrabant_2_.pdf

2.2.2 Omgevingsverordening Noord-Brabant (2025)

De geconsolideerde omgevingsverordening Noord-Brabant is op 1 januari 2025 in werking getreden. In de verordening³ zijn regels opgenomen voor zon en windprojecten.

2.2.2.1 Windenergie

De provincie stelt in haar omgevingsverordening regels over windturbines. In het algemeen geldt dat deze zo veel als mogelijk worden aangesloten bij de karakteristiek van het landschap. Vanwege het grootschalige karakter van de windturbines heeft de ontwikkeling bij zogenaamde grootschalige landschappen, zoals grootschalige (middel)zware bedrijventerreinen, hoofdinfrastructuur en het grootschalige polderlandschap de voorkeur. Overige randvoorwaarden voor windturbines in landelijk gebied zijn:

- **Clustering:** Om verrommeling tegen te gaan zijn er geen mogelijkheden voor de ontwikkeling van solitaire windturbines (Artikel 5.51). Er moet minimaal sprake zijn van drie windturbines in een lijn- of clusteropstelling.
- **Tijdelijke karakter:** Aan de ontwikkeling van windturbines in landelijk gebied is de voorwaarde verbonden dat deze uitsluitend gerealiseerd kunnen worden met de toepassing van een omgevingsvergunning inhoudende afwijking van het bestemmingsplan waaraan een maximale gebruikstermijn van 25 jaar is verbonden (Artikel 5.51). Hierbij moet zijn verzekerd dat de windturbines na afloop van deze periode worden verwijderd en dat de situatie van voor de realisatie van windturbines wordt hersteld.
- **Maatschappelijke meerwaarde:** Om de betrokkenheid van de inwoners en draagvlak voor duurzame energie te vergroten, geldt als randvoorwaarde dat een ontwikkeling maatschappelijke meerwaarde geeft. Een maatschappelijke meerwaarde wordt onderbouwd door de maatregelen die zijn getroffen om de impact van de windturbines op de omgeving te beperken en de bijdrage aan maatschappelijke doelen.
- **Afstemming:** Vanuit een zorgvuldig gebruik van de open ruimte, afstemming van duurzame energieprojecten in een gebied en de beperkte capaciteit van het netwerk, geldt als randvoorwaarde dat projecten zijn afgestemd met omliggende gemeenten, het ministerie van Defensie en de netbeheerder Enexis.

In de Omgevingsverordening zijn tevens aanvullende regels voor windturbines in Natuur Netwerk Brabant opgenomen. Het betreft een regeling voor het tijdelijk toelaten van windturbines langs hoofdinfrastructuur (o.a. rijkswegen, provinciale wegen en hoofdvaarwegen ten behoeve van doorgaand (vaar)verkeer) binnen het NNB. Om aan energiedoelen te kunnen voldoen, blijkt dat er vaak mogelijkheden bestaan voor het tijdelijk oprichten van windturbines langs hoofdinfrastructuur. Langs deze hoofdinfrastructuur ligt echter ook vaak NNB. Als het vanuit het belang van een lijnopstelling of geclusterde opstelling nodig is dat de plaatsing plaatsvindt in het NNB, is dat nu alleen mogelijk na grenswijziging van het NNB. Hierbij wordt niet alleen de plaatsing van de voet maar ook

³ <https://www.brabant.nl/omgevingsverordening>

de overdraai van de bladen buiten het NNB geplaatst, terwijl de natuurfunctie na plaatsing van de windturbines blijft voortbestaan én de plaatsing van de windturbines tijdelijk is. Om de plaatsing van windturbines te vereenvoudigen, is daarom een regeling opgenomen waarbij tijdelijke plaatsing in het NNB mogelijk is. Hiervoor dient wel de mogelijke impact van windturbines gecompenseerd en beperkt te worden.

2.2.2.2 Zonne-energie

Er geldt een voorkeursvolgorde voor plaatsing van zonnepanelen op daken of braakliggende gronden in of aansluitend op stedelijk gebied. Er zijn mogelijkheden voor grondgebonden zonneparken in stedelijk gebied, in zoekgebieden verstedelijking en op bestaande bebouwde locaties in het landelijk gebied zoals rioolzuiveringsinstallaties, stortplaatsen maar ook op vrijkomende agrarische locaties tot een omvang van 5.000 m². Plaatsing van zonneparken op gronden met een agrarische functie wordt zo veel mogelijk voorkomen. Deze benadering heeft overeenkomsten met de zonneladder uit de Nationale Omgevingsvisie die bij de totstandkoming van de regionale energiestrategieën moet worden betrokken. Hierbij dient eerst gekeken te worden naar mogelijkheden binnen bestaand ruimtebeslag in stedelijk of bebouwd gebied.

De verwachting is dat dergelijke locaties onvoldoende blijken om in de behoefte voor opwek van duurzame energie te voorzien. Daarom is er, indien in stedelijk gebied en eerder op de zonneladder onvoldoende ruimte is ook een mogelijkheid om onder voorwaarden zelfstandige opstellingen van zonne-energie te ontwikkelen in landelijk gebied. Randvoorwaarden hiervoor zijn:

- **Afwegingskader:** De noodzaak van de ontwikkeling moet blijken uit een onderzoek. Het onderzoek biedt een gedegen ruimtelijke onderbouwing van de behoefte aan duurzame energie en een afweging van locaties. Hierbij gelden drie uitzonderingsgronden voor de voorkeursvolgorde die een zonnepark mogelijk maken:
 - **Meervoudig ruimtegebruik:** Bij de afweging van locaties wordt specifiek aandacht gevraagd voor transformatie en meervoudig gebruik van locaties zoals op vliegvelden, langs snelwegen, stortplaatsen, zuiveringsinstallaties, grond- en slibdepots, gunstig gelegen vrijkomende locaties in het buitengebied etc. hierbij gaat het niet om medegebruik en enkel om multifunctioneel gebruik.
 - **Ontwikkeling op gronden waarvan de agrarische functie reeds is beëindigd:** Op gronden die voorheen agrarisch waren of waarvan bekend is dat de agrarische functie binnenkort zal eindigen is realisatie van zonneparken toegestaan.
 - **Bijdrage aan vermindering netcongestie:** Indien het zonnepark kan bijdragen aan de vermindering van netcongestie of efficiënter gebruik van het netwerk (bijvoorbeeld door cablepooling met wind of directe aansluiting op afnemer) biedt dit mogelijkheden voor zon in landelijk gebied.
- **Afstemming:** Als randvoorwaarde geldt dat projecten zijn afgestemd met omliggende gemeenten en de netwerkbeheerder. Afstemming met de gemeente is van belang voor het zorgvuldig gebruik van de open ruimte. Afstemming onderling tussen duurzame energieprojecten is van belang voor de beperkte capaciteit van het netwerk.

- **Redelijke termijn:** Zonneparken dienen op redelijke termijn (circa 3 tot 5 jaar) te kunnen worden aangesloten. Als er gedurende lange termijn geen mogelijkheid voor aansluiting is, kan de situatie gewijzigd zijn en de noodzaak voor een zonnepark in landelijk gebied zijn komen te vervallen. Door netcongestie en aansluitingsaanvragen verschilt het zeer wat als redelijke termijn gezien kan worden. Daarom moet voor elk zonnepark worden onderbouwd en afgestemd met de netwerkbeheerder, wat in die specifieke situatie een redelijke termijn voor aansluiting is.
- **Maatschappelijke meerwaarde:** Op voorhand worden geen beperkingen gesteld aan de locatie waar zonneparken ontwikkeld kunnen worden of aan de omvang daarvan. Daarom is in de voorwaarden een bepaling opgenomen rondom maatschappelijke meerwaarde. Hieronder moet onder andere de mogelijkheid voor de omgeving om te participeren, met 50% lokaal eigenaarschap, zijn opgenomen. Naarmate de inbreuk op de basisregels groter is, verwachten wij een grotere inspanning op het gebied van een bijdrage aan maatschappelijke doelen. De basisregels omvatten: Zorgplicht voor een goede omgevingskwaliteit, zorgvuldig ruimtegebruik, toepassing van de lagenbenadering, meerwaardecreatie, en kwaliteitsverbetering landschap.
- **Tijdelijkheid:** In beginsel gaat de provincie ervan uit dat de realisatie van zonneparken voorziet in een tijdelijke behoefte. Vanwege dit tijdelijke karakter van zelfstandige opstellingen voor zonne-energie is de ontwikkeling daarom uitsluitend mogelijk met de toepassing van een omgevingsvergunning inhoudende afwijking van het bestemmingsplan. Aan een dergelijke vergunning kan een termijn worden verbonden en de voorwaarde dat na afloop van de termijn de situatie van voor de vergunningverlening wordt hersteld. De maximale termijn is 25 jaar.

2.3 Regionale afspraken

2.3.1 RES 1.0 Metropoolregio Eindhoven

Op basis van de Klimaatwet moet in 2050 de CO₂-uitstoot met 95% zijn afgenomen en wordt er gestreefd om in 2030 de uitstoot van CO₂ met 49% te verminderen. Om dit te bereiken heeft het rijk aan alle 30 regio's in Nederland gevraagd te onderzoeken hoe en waar energie bespaard en opgewekt kan worden in de regio.

De Metropoolregio Eindhoven wil vooroplopen in de energietransitie, met als einddoel om in 2050 klimaatneutraal te zijn. Hiervoor is een RES bod uitgebracht van 2 TWh voor de regio als bijdrage aan de landelijke 35 TWh. Om dit bod in te vullen worden eerst de 'no regret' maatregelen (o.a. zon-op-dak) benut, daarna wordt voor de resterende opgave gezocht in de verschillende zoekgebieden. Hiervoor gaan de gemeenten aan de slag. Hierbij dient gekeken te worden naar de ruimtelijke aspecten, maar zijn ook de sociaal-maatschappelijke aspecten van groot belang. In het beleid worden daartoe participatietrajecten opgenomen die doorlopen worden. Inwoners worden zo goed mogelijk meegenomen, ook in het vervolgetraject. Eén van deze zoekgebieden die uit de

bijbehorende planMER naar voren kwam voor grootschalige opwek door zon- en wind is de Pielis in de gemeente Bergeijk.

2.3.1.1 Voorkeursvolgorde zonne-energie

Opwek van duurzame energie vraagt veel ruimte. Deze ruimte is niet onbeperkt aanwezig. Om zorgvuldig om te gaan met de beschikbare ruimte is hierom een zonneladder ontwikkeld. Hierbij wordt zoveel mogelijk ingezet op meervoudig ruimtegebruik. De voorkeursvolgorde is als volgt:

1. Zon op dak
 2. Op braakliggende grond en pauzelandenschappen
 3. Langs grootschalige infrastructuur en op industriële plassen (geen natuur)
 4. Combinatie van energie met andere opgaven en functies, zoals:
 - Langs stads- of dorpsrand: bijv. gecombineerd met recreatie- en natuurfunctie
 - Landbouwgronden met meervoudig ruimtegebruik
 - Op recreatieplassen (geen natuur)
 - Buffer rondom natuurgebieden: ter vervanging van agrarisch gebruik
 - Recreatiegebieden, zoals: landgoederen, uitloopgebieden, parken en tuinen
 5. Op landbouwgronden, mits:
 - Goed ingepast
 - In verbinding met andere gebiedsopgaven
- En niet in natuurgebieden:
- Niet in Natura 2000
 - Niet in Natuurnetwerk Brabant; uitzondering mogelijk langs infrastructuur

2.4 Gemeentelijk beleid

2.4.1 Grootschalige zonne- en windenergie in de Kempen

De gemeente Bergeijk werkt samen met de andere Kempengemeenten (Bladel, Eersel, Oirschot en Reusel-De Mierden) om energieneutraal te worden.

De Kempengemeenten (Bergeijk, Bladel, Eersel, Oirschot en Reusel-De Mierden) werken samen aan duurzaamheid, met als doel energie-neutraal te worden. Er is een groot urgentiebesef en bereidheid om gezamenlijk aan de slag te gaan. Naast energiebesparing en zonnepanelen op daken, is grootschalige opwekking van duurzame energie nodig. Hiervoor zijn ruimtelijke en sociaal-maatschappelijke randvoorwaarden opgesteld. Na 20% energiebesparing moet circa 1,8 TWh duurzaam worden opgewekt om energieneutraal te zijn.

Het wordt als niet wenselijk gezien om deze opgave volledig in te vullen met grootschalige zonne-en/of windparken. Deze zijn echter wel noodzakelijk. Om de impact van dergelijke projecten op de omgeving te beperken is in januari 2020 een beleid- en toetsingskader opgesteld. Onder grootschalige windparken wordt verstaan: opstellingen van tenminste drie windturbines met een minimale rotordiameter van 120 meter. Onder grootschalige zonneparken wordt

verstaan: opstellingen van grondgebonden zonnepanelen die niet binnen het huidige bestemmingsplan passen. Voor zonne- en windparken worden verschillende eisen gehanteerd (2.4.1.2).

2.4.1.1 **Wind**

Er zijn voor grootschalige windparken drie voorkeursgebieden aangewezen: zuidwesten van Oirschot, zuiden van Reusel-De Mierden en Bladel, en zuidwesten van Bergeijk. Enkel dit laatste gebied ligt in de gemeente Bergeijk, en is ook bekend onder de naam 'de Pielis'. Binnen deze gebieden heeft de ontwikkeling van windparken voorkeur, maar hierbuiten is dit ook niet helemaal uitgesloten. De volgende voorwaarden gelden er binnen de gemeente:

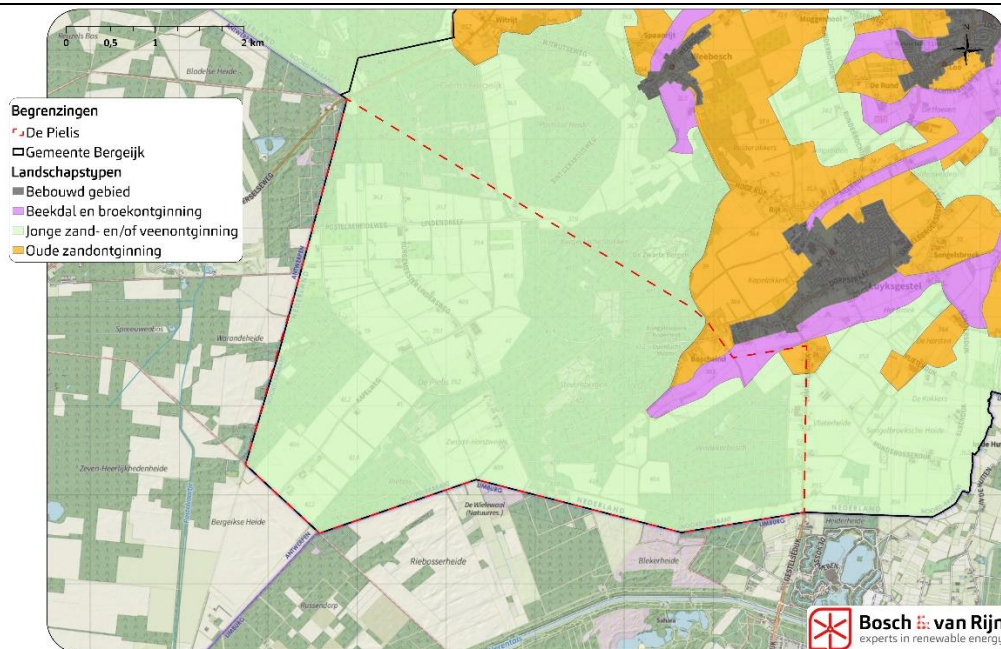
- **Landschappelijke impact:** windparken kunnen door de grootte niet aan het oog onttrokken worden. Daarom is parkontwerp van belang. Hierbij is een voorkeur gegeven door de gemeenten aan grote windturbines met een minimale rotordiameter van 120 meter.
- **Combinatie zon en wind:** Vanuit de ruimtelijke strategie voor concentratie hebben gecombineerde zonne- en windparken in het bijzonder de voorkeur. Dit is de reden dat zonneparken op agrarische gronden onder of nabij windparken in de zonneladder de voorkeur hebben boven zonneparken die niet met wind gecombineerd zijn.
- **Opruimplicht:** Windparken zijn tijdelijk voor een maximumperiode van 25 jaar. Na beëindiging van de exploitatie geldt een opruimplicht waarbij de grond naar originele staat dient worden teruggebracht.
- **Lokaal eigendom:** gerealiseerde projecten zijn bij voorkeur eigendom van lokale partijen, met een streven van minimaal 50%.

2.4.1.2 **Zonne-energie**

Voor de realisatie van zonneparken wordt middels een aantal voorwaarden zorgvuldig ingepland:

- **Ruimtelijke strategie:** Er wordt een onderscheid gemaakt tussen verschillende groottes zonneparken. Grote zonneparken (>10ha.) zijn enkel toegestaan in jonge zandontginningsgebieden dat grotendeels het grondgebied De Pielis beslaat (Figuur 1). Middelgrote zonneparken (2tot 10 hectare) zijn geschikt voor oude zandontginningsgebieden.
- **Zonneladder:** er geldt een voorkeursvolgorde voor de plaatsing van zonneparken. Hierbij heeft zon-op-dak de hoogste prioriteit, gevolgd door braakliggende gronden, gebieden langs infrastructuur en als laatste agrarische en natuurgronden.
- **Landschappelijke inpassing:** Zonneparken moeten ontworpen worden met respect voor de bestaande landschappelijke kwaliteiten, vaak door het creëren van dichte randen.
- **Ecologie en Bodemkwaliteit:** Projecten moeten getoetst worden aan de Wet natuurbescherming en negatieve effecten op de bodem moeten worden voorkomen.
- **Agrarische Structuurversterking:** Zonneparken op agrarische grond moeten de agrarische structuur versterken of ten minste niet aantasten.
- **Lokaal eigendom:** gerealiseerde projecten zijn bij voorkeur eigendom van lokale partijen, met een streven van minimaal 50%.

Figuur 1 **Landschapstypen**



2.5 Conclusie

Het beleidskader, zoals vastgesteld in de NOVI en aangevuld door provinciaal, RES en gemeentelijk beleid, richt zich op een duurzame en toekomstbestendige energieopwek in Nederland. Het beleid geeft de voorkeur aan grootschalige clustering van duurzame energieproductie. Voor windenergie betekent dit dat dit ten minste clusters van drie windturbines. De gemeente stelt ook de eis voor windturbines van minstens 120 meter rotordiameter, maar hier kan door de provincie van afgeweken worden. Voor zonne-energie geldt de zonneladder en wordt gestreefd naar meervoudig ruimtegebruik. Hierbij zijn middels de uitzonderingsgronden zoals cablepooling met windturbines mogelijkheden voor zonneparken in het landelijke gebied. Een combinatie van de twee geniet hierdoor de voorkeur.

Hoofdstuk 3 Ruimtelijke analyse

3.1 Ruimtelijke analyse wind

In de verkennende fase van het traject waarbinnen dit onderzoek wordt uitgevoerd is nog geen beslissing genomen over de afmetingen van eventuele windturbines in de Pielis. De ruimtelijke mogelijkheden voor windturbines zijn echter wel in enige mate afhankelijk van de windturbineafmetingen. Bij het in kaart brengen van de ruimtelijke mogelijkheden is uitgegaan van moderne windturbines met een ashoogte van 170 meter, daarbij is in lijn met het PlanMER MRE⁴ en PlanMER Kempen⁵ uitgegaan van een rotordiameter van 150 meter (waarvoor de tiphoogte op 245 meter uitkomt).

De ruimtelijke beperkingen voor windturbines in De Pielis zijn een gevolg van het feit dat voldoende afstand tot verschillende objecten (zoals woningen) en bestemmingen (zoals Natura 2000) moet worden aangehouden. Omdat deze objecten en bestemmingen een belemmering voor het ontwikkelen van windturbines opleveren, worden zij in dit hoofdstuk belemmeringen genoemd.

Uit de belemmeringenanalyse volgen zowel harde belemmeringen als zachte belemmeringen. In gebieden met harde belemmeringen zullen wetgeving, regelgeving en beleid sterk beperkend zijn voor de mogelijkheden tot het plaatsen van een windturbine; hier verwachten wij dat windturbines weinig kansrijk zullen zijn. De harde belemmeringen die in het gebied de Pielis spelen zijn: geluidsgevoelige objecten (woningen, zorg- en onderwijsinstellingen), panden, wegen, Natura 2000 en Natuurnetwerk Brabant. Deze belemmeringen staan weergegeven in Figuur 2 en de aan te houden afstanden tot deze belemmeringen staan in Tabel 2. Wanneer alle harde belemmeringen over elkaar heen gelegd worden blijft een beperkt gebied over waar geen harde belemmeringen spelen. Deze overgebleven locaties zijn technische ruimte, te zien in Figuur 3.

De windturbineafmetingen zijn als uitgangspunt genomen omdat de aan te houden afstand tot sommige belemmeringen hiervan afhankelijk is. Wanneer van andere afmetingen uitgegaan wordt heeft dit impact op de technische ruimte. De verschillen bij grotere turbines zijn echter beperkt. De ruimtelijke analyse toont aan dat windturbines vooral worden belemmerd door het omliggende natuurnetwerk en de vereiste afstand tot woningen. Voor turbines geldt dat de benodigde afstand om aan de geluidnorm te voldoen niet afhankelijk is van de afmetingen van de turbine. Wel is het noodzakelijk om een grotere afstand tot woningen aan te houden ten behoeve van de afstandsnorm. Daarnaast is bij een grotere wiek iets meer ruimte nodig om overdraai over het natuurnetwerk te voorkomen.

⁴ <https://www.planmerresmre.nl/pdf.html>

⁵ <https://www.commissiemer.nl/projectdocumenten/00005966.pdf>

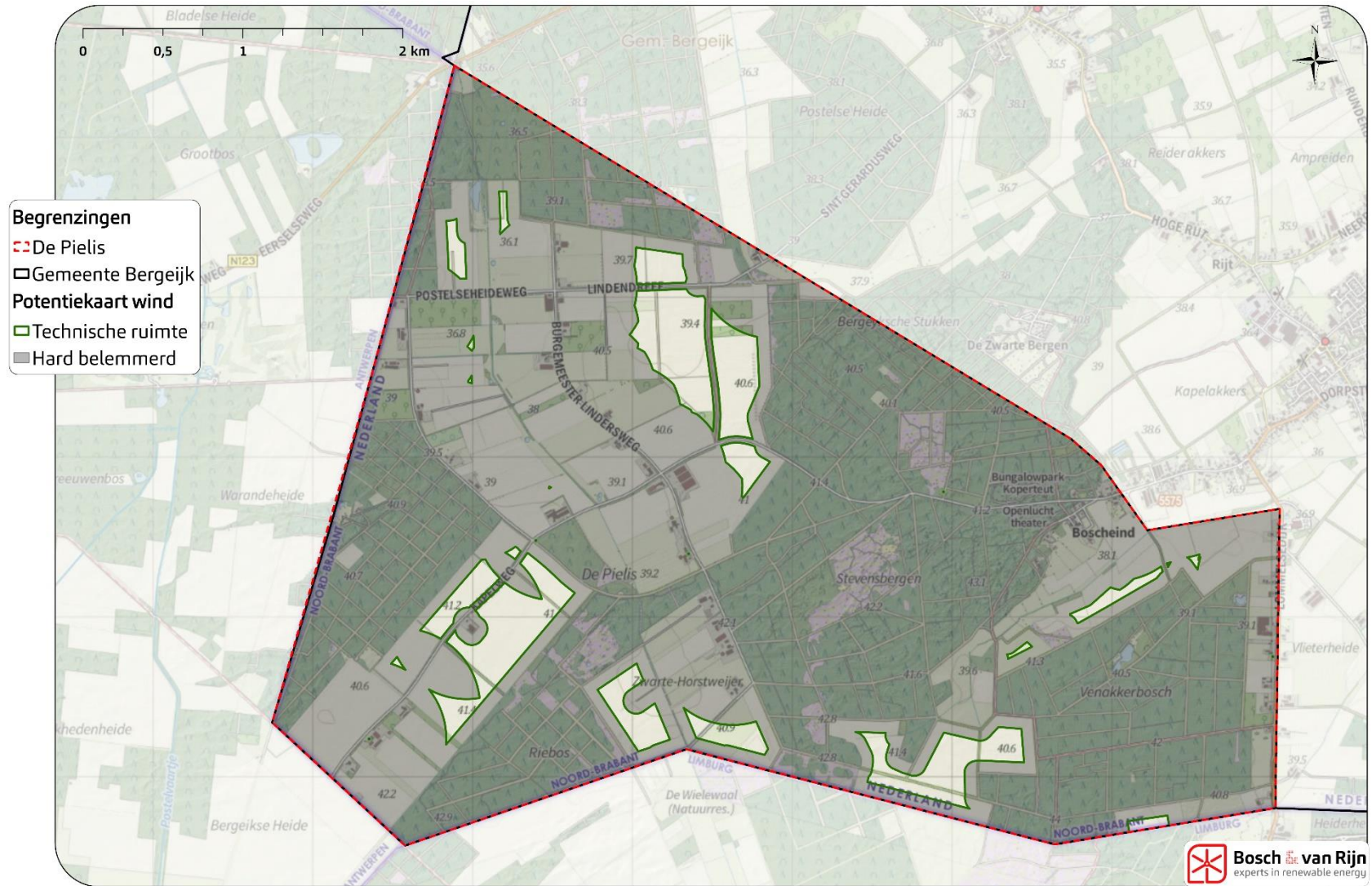
3.1.1 *Harde belemmeringen*
Tabel 2 Aanwezige harde belemmeringen windenergie

Belemmering	Toelichting	Buffer (m) bij: As: 170m, RD: 150m
Overige wegen	Tot provinciale en gemeentelijke wegen gelden geen voorgeschreven minimumafstanden zoals bij rijkswegen het geval is. Om genoeg ruimte voor het plaatsen van windturbines vrij te houden wordt toch een korte afstand tot overige wegen ingetekend.	20 meter
Afstandsnorm (geen molenaarswoningen)	In de nieuwe (concept) windturbinebepalingen is een afstandsnorm tot woningen en andere windturbinegevoelige gebouwen (zorg- of onderwijsfunctie) opgenomen van 2x de tiphoogte. Indien er maar 1 woning aanwezig is kan hier door deze een functie in het windpark te geven als molenaarswoning nog van afgeweken worden. Daarom geldt enkel het gebied waar ten minste 2 woningen binnen 2x tiphoogte liggen als hard belemmerd gebied.	490m (2x tiphoogte)
Panden	Tot panden anders dan hierboven genoemd wordt een wielkengteafstand gehanteerd.	75 meter
Natuur Netwerk Brabant	Windturbines zijn niet in toegestaan in Natuurnetwerk Brabant mits er aan enkele voorwaarden wordt voldaan. Waaronder dat het direct aansluit direct aansluitend op hoofdinfrastructuur. Teven moet worden onderbouwd dat toegestaan is bij gebleken noodzaak (bijvoorbeeld ontbreken alternatieven; te kleine afstand tussen windturbines; verstoring lijnopstelling). Om deze reden is Natuurnetwerk (buiten 300 meter van de hoofdinfrastructuur) als een harde belemmering beschouwd.	75 meter
Natura2000	Natura2000 wordt 1 wielkengte aangehouden om overdraai te voorkomen.	75 meter

Figuur 2 Harde belemmeringen wind - De Pielis



Figuur 3 Technische ruimte wind - De Pielis



3.1.2 Zachte belemmeringen

Naast harde belemmeringen zijn er zachte belemmeringen aanwezig in de Pielis. Zachte belemmeringen zijn aandachtspunten vanuit wetgeving, regelgeving en beleid die invloed hebben op de haalbaarheid van windturbines binnen de technische ruimte. Deze belemmeringen zijn op voorhand niet sterk beperkend maar vragen vaak om aanvullend onderzoek of kunnen aanleiding geven een gebied als minder wenselijk voor het plaatsen van windturbines te beschouwen. Windturbines binnen de gebieden met zachte belemmeringen beschouwen wij ondanks deze aandachtspunten als technisch mogelijk.

Een aantal specifieke zachte belemmeringen die aanwezig zijn in het gebied en naar voren komen uit beleid zijn: luchtvaart toetsingsvlakken; Groenblauwe waarden; waterwingebied en Grondwaterbeschermingsgebieden. Deze zachte belemmeringen zijn zichtbaar op de kaart in Figuur 4 en Figuur 5 en worden in Tabel 3 en hieronder verder toegelicht.

Tabel 3 Zachte belemmeringen windenergie

Belemmering	Toelichting
Luchtvaart toetsingsvlakken	Rondom luchthavens gelden toetsingsvlakken. In deze toetsingsvlakken is de plaatsing van grootschalige windturbines op voorhand niet uitgesloten. Echter, nadere toetsing door het bevoegd gezag is vereist om vast te stellen of de luchtvaartveiligheid niet in het geding komt.
Afstandsnorm (molenaarswoningen)	In de nieuwe (concept) windturbinebepalingen is een afstandsnorm tot woningen en windturbine gevoelige gebouwen (woon-, zorg- of onderwijsfunctie) opgenomen van 2x de tiphoopte. Indien er maar 1 woning aanwezig is kan hier door deze woning een functie in het windpark te geven als molenaarswoning nog van afgeweken worden. Daarom geldt enkel het gebied waar ten minste 2 woningen binnen 2x tiphoopte liggen als hard belemmerd gebied. Daar waar maar 1 woning binnen 2x tiphoopte ligt geldt als zacht belemmerd.
Groenblauwe waarden	Groenblauwe waarden verbinden het Natuur Netwerk Brabant met het landelijke gebied en dragen bij aan de bescherming van ecologische verbindingzones en wateren. Nieuwe ontwikkelingen dienen rekening te houden met het ontwikkelingsperspectief voor de groenblauwe mantel.
Waterwingebieden	De regelgeving voor waterwingebieden beoogt een optimale bescherming zowel van het voor drinkwater bestemde grondlandwater als van de bodem waarvan het te winnen grondwater deel uitmaakt. Daarom is elke activiteit die ertoe kan leiden dat schadelijke stoffen in de bodem en het grondwater komen, verboden. Een schadelijke stof is iedere stof die een bedreiging kan zijn voor drinkwaterwinning.
Grondbeschermingsgebieden	Voor grondwaterbeschermingsgebieden zijn bepaalde activiteiten en het gebruik van schadelijke stoffen verboden of aan voorschriften gebonden met als doel om de bodem en het grondwater te beschermen tegen verontreiniging. De consequentie hiervan kan zijn dat er beperkingen en extra kosten zijn voor inwoners en bedrijven binnen deze gebieden.

3.1.2.1 Luchtvaart toetsingsvlakken

Rondom luchthavens gelden toetsingsvlakken. Deze gebieden reiken verder dan de harde belemmering van luchtvaartrestrictiegebieden, maar sluiten plaatsing van grootschalige windmolens niet op voorhand uit. Echter is nadere toetsing door bevoegd gezag hierdoor wel vereist om de veiligheid te waarborgen. In het geval van de Pielis komt deze zachte belemmering door de in België gelegen militaire luchthaven nabij kleine Brogel. De viewer bouwhoogtebeperkingen luchtvaart⁶ geeft aan dat er geen juridische grondslag bij dit toetsingsvlak is. De belemmering is dan ook zacht.

⁶ [Bouwhoogtebeperking Luchtvaart Viewer](#)

3.1.2.2 Groenblauwe waarden

De provincie streeft naar samenhangende aanpak van natuur, landschap en water die de omgevingskwaliteit en recreatiemogelijkheden versterkt en waardoor de gevolgen van klimaatveranderingen voor de natuur en het watersysteem beter kunnen worden opgevangen. Om de robuustheid van het systeem te bevorderen, zijn er gebieden opgenomen als verbinding tussen het Natuur Netwerk Brabant en het Landelijk gebied; de Groenblauwe waarden.

De gebieden dragen bij aan de bescherming van de waarden die in grote delen van het Natuurnetwerk Brabant liggen, inclusief de ecologische verbindingzones en de wateren met een functie voor waternatuur. Binnen Groenblauwe waarden is het beleid gericht op het behoud en vooral de ontwikkeling van een klimaatbestendig en veerkrachtig watersysteem en de ontwikkeling van groenblauwe waarden, natuur en landschap. Daarom geldt binnen Groenblauwe waarden dat ontwikkelingen bijdragen aan de natuur- en landschapswaarden en het bodem- en watersysteem. Het beleid richt zich ook op een toename van de belevingswaarde en de recreatieve waarde van het landschap. Nieuwe ontwikkelingen passen daarom qua aard en schaal bij het ontwikkelingsperspectief voor de groenblauwe mantel en houden rekening met omliggende waarden. Windturbines dienen zorgvuldig ingepast te worden en er dient onderzocht te worden wat de effecten op de groenblauwe mantel zijn.

De groenblauwe waarden zijn aanwezig in de gehele technische ruimte voor wind, voor het overzicht van de andere zachte belemmeringen, en omdat deze belemmering uiteindelijk geen effect zal hebben op precieze windturbineposities is gekozen om deze in een aparte kaart weer te geven (Figuur 5).

3.1.2.3 Grondwaterbeschermingsgebieden

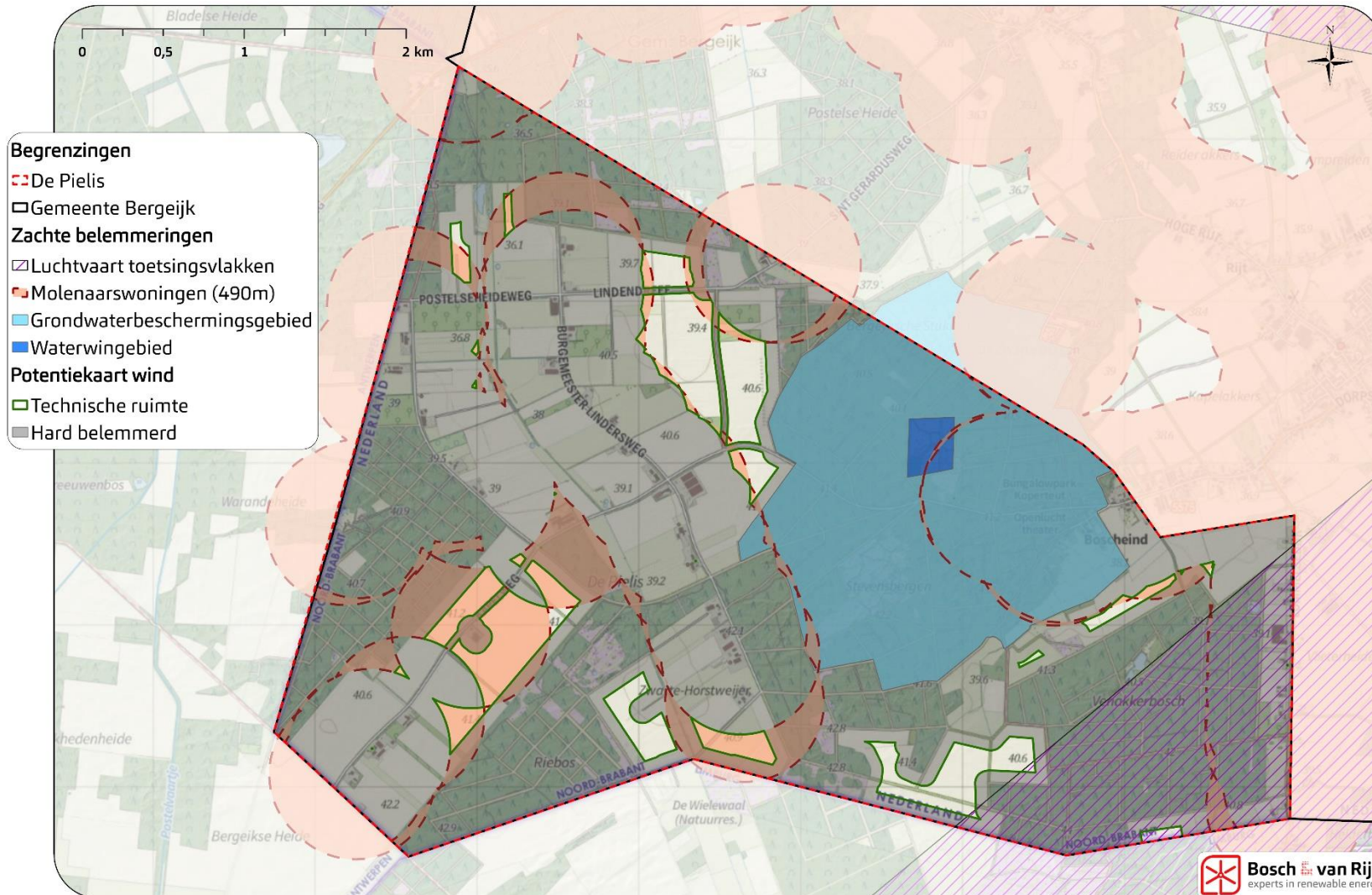
Voor grondwaterbeschermingsgebieden zijn bepaalde activiteiten en het gebruik van schadelijke stoffen verboden of aan voorschriften gebonden met als doel om de bodem en het grondwater te beschermen tegen verontreiniging. De consequentie hiervan kan zijn dat er beperkingen en extra kosten zijn voor inwoners en bedrijven of projecten binnen deze gebieden.

3.1.2.4 Waterwingebied

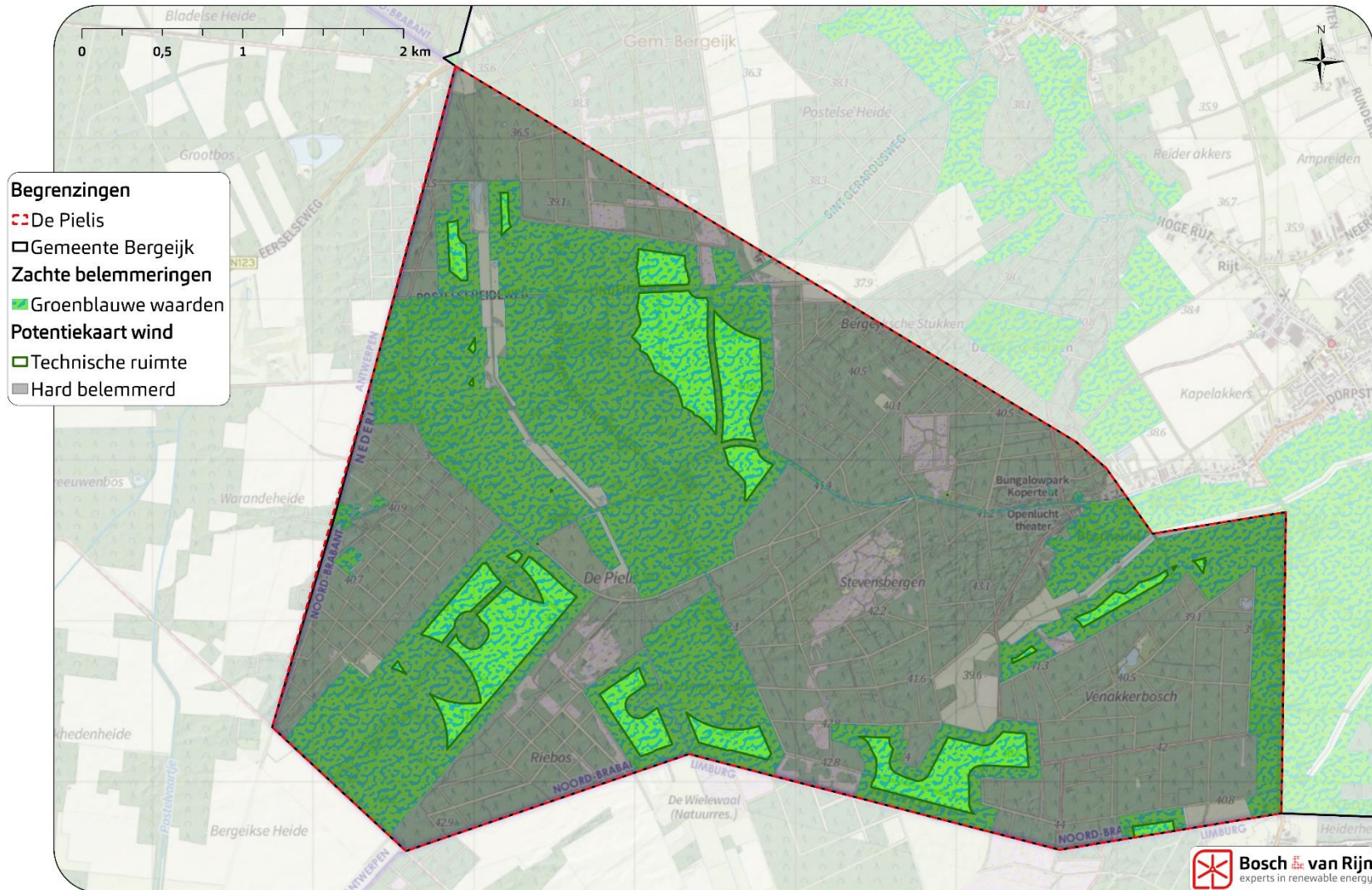
Het waterwingebied is het meest kwetsbare deel van de Waterwinning voor menselijke consumptie. Hier wordt het drinkwater daadwerkelijk gewonnen. Daarom geldt een strengere bescherming voor dit gebied. Doel van de regels is om te voorkomen dat de bodem en het zich daarin bevindende grondwater verontreinigd raakt, door activiteiten en functies te verbieden die risico geven voor de kwaliteit van het grondwater.

De regeling voor waterwingebieden beoogt een optimale bescherming van het voor drinkwater bestemde grondwater en de bodem waarvan het te winnen grondwater deel uitmaakt. Daarom mogen er in het waterwingebied geen milieubelastende activiteiten plaatsvinden.

Figuur 4 Zachte belemmeringen wind (zonder groenblauwe waarden) - De Pielis



Figuur 5 Zachte belemmeringen: Groenblauwe waarden - De Pielis



3.2 Ruimtelijke analyse zon

3.2.1 Harde belemmeringen

Ook voor zon is een belemmeringenanalyse uitgevoerd die resulteert in een kansenkaart binnen de Pielis. Ten opzichte van windturbines hoeft er vaak bij zonneparken een kleinere afstand worden aangehouden tot harde belemmeringen als woningen of infrastructuur. Dit komt omdat zonneparken een kleiner effectgebied kennen. Dit heeft tot gevolg dat er meer technische ruimte voor zonne-energie dan voor windenergie is.

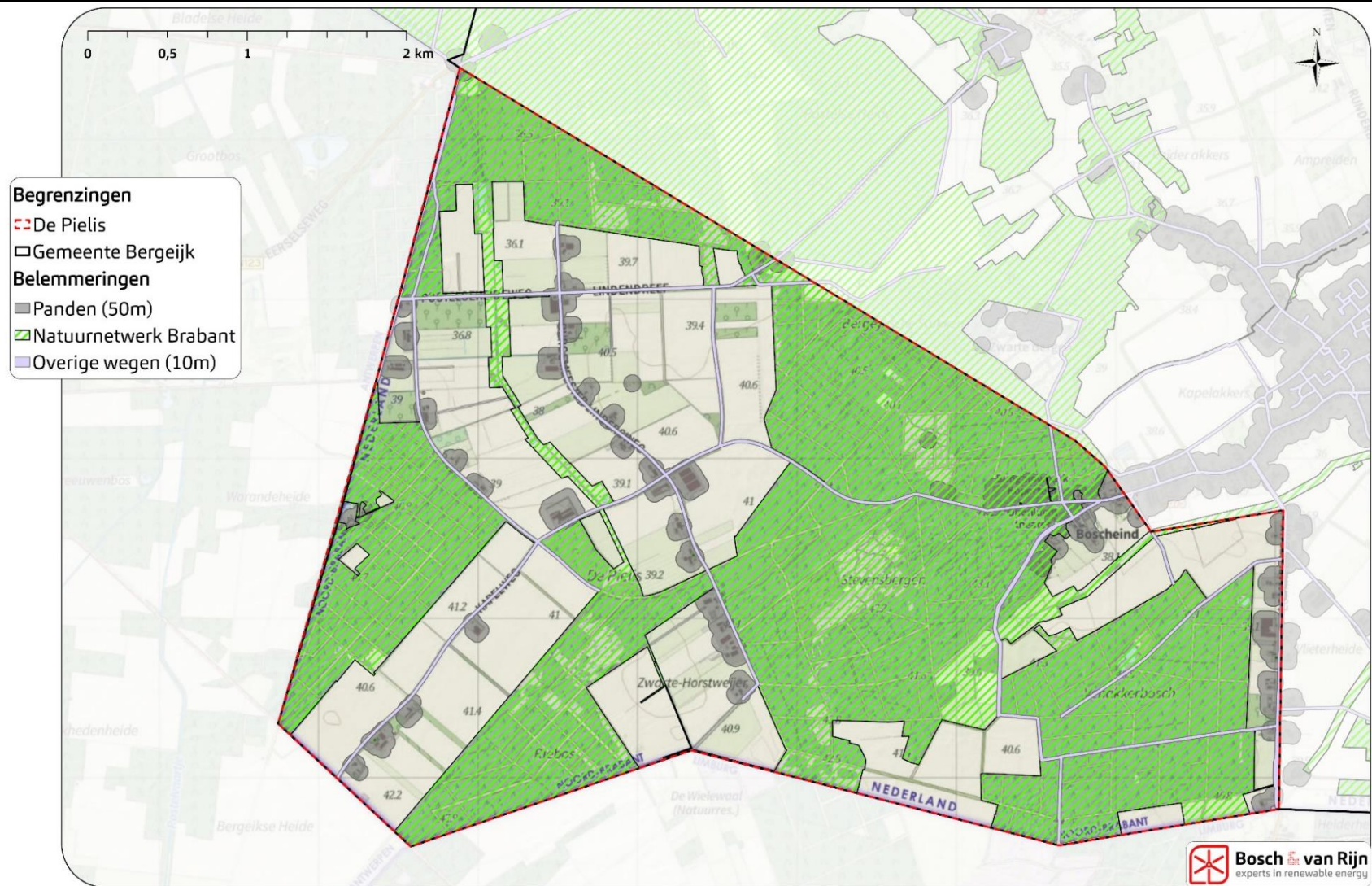
Voor zonneparken gelden enkel harde belemmeringen op het gebied van leefomgeving: panden (50m); veiligheid en infrastructuur: wegen (10m) en natuur: Natura2000 en NNB. In Tabel 4 worden deze belemmeringen verder toegespitst deze zijn weergegeven in Figuur 6.

Ook voor zon zijn deze kaartlagen over elkaar heen gelegd en is uit het negatief hiervan een gebied overgebleven dat als kansrijke locatie gezien kan worden. Deze kansen kaart is weergegeven in Figuur 7.

Tabel 4 Harde belemmeringen zonne-energie

Belemmering	Toelichting	Zone (m)
Panden	In de belemmeringenkaart zijn alle panden meegenomen. Om zicht vanuit panden waar mensen zich verblijven te minimaliseren is er gekozen om een buffer van 50 meter om deze panden te trekken. Afhankelijk van de lokale situatie kan een zonnepark dichter of verder weg van een pand worden ontwikkeld.	50 meter
Overige wegen	Langs de hartlijn van overige wegen wordt een buffer met een afstand van 10 meter ingetekend. Dit is om te verzorgen dat er geen zonnepark geprojecteerd wordt op een weg of de bijbehorende berm	10 meter
NNB	NNB wordt als belemmering meegenomen	N.v.t.
Natura 2000	Natura 2000 wordt als belemmering meegenomen.	N.v.t.

Figuur 6 Harde belemmeringen zon - De Pielis



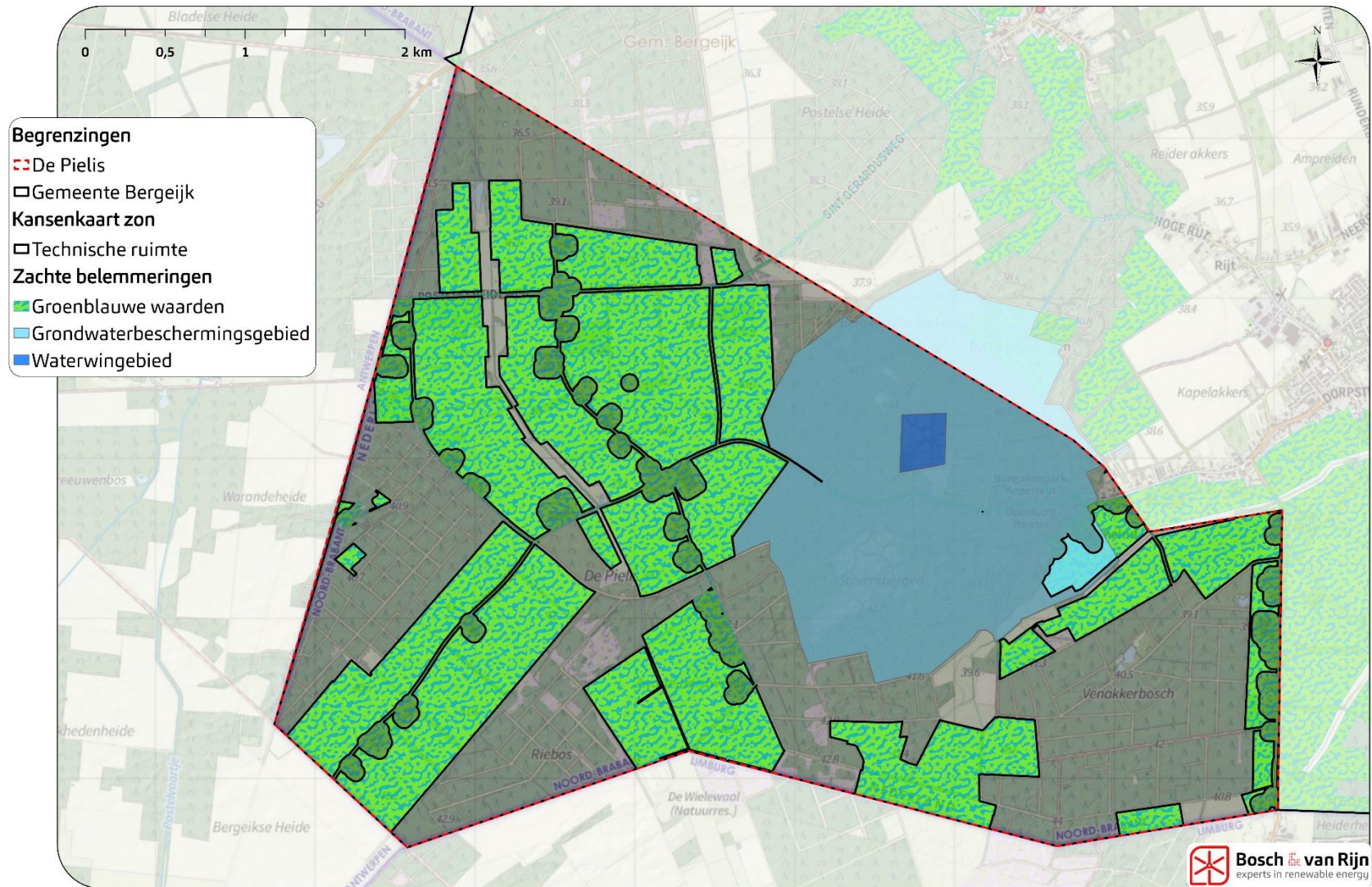
3.2.2 *Zachte belemmeringen*

Voor Zonne-energie gelden vrijwel dezelfde zachte belemmeringen als voor windenergie. Enkel de belemmeringen die zich op grondniveau afspelen spelen een rol voor de plaatsing van zonne-energie. Daarom geldt hier geen belemmering van het luchtvaart toetsingsvlak. De overige zachte belemmeringen die voor wind gelden (Tabel 3) zijn wel van toepassing voor zon, met uitzondering van de afstandsnorm voor molenaarswoningen. Deze zachte belemmeringen zijn wederom op voorhand niet sterk beperkend. Figuur 8 geeft de aanwezige zachte belemmeringen weer.

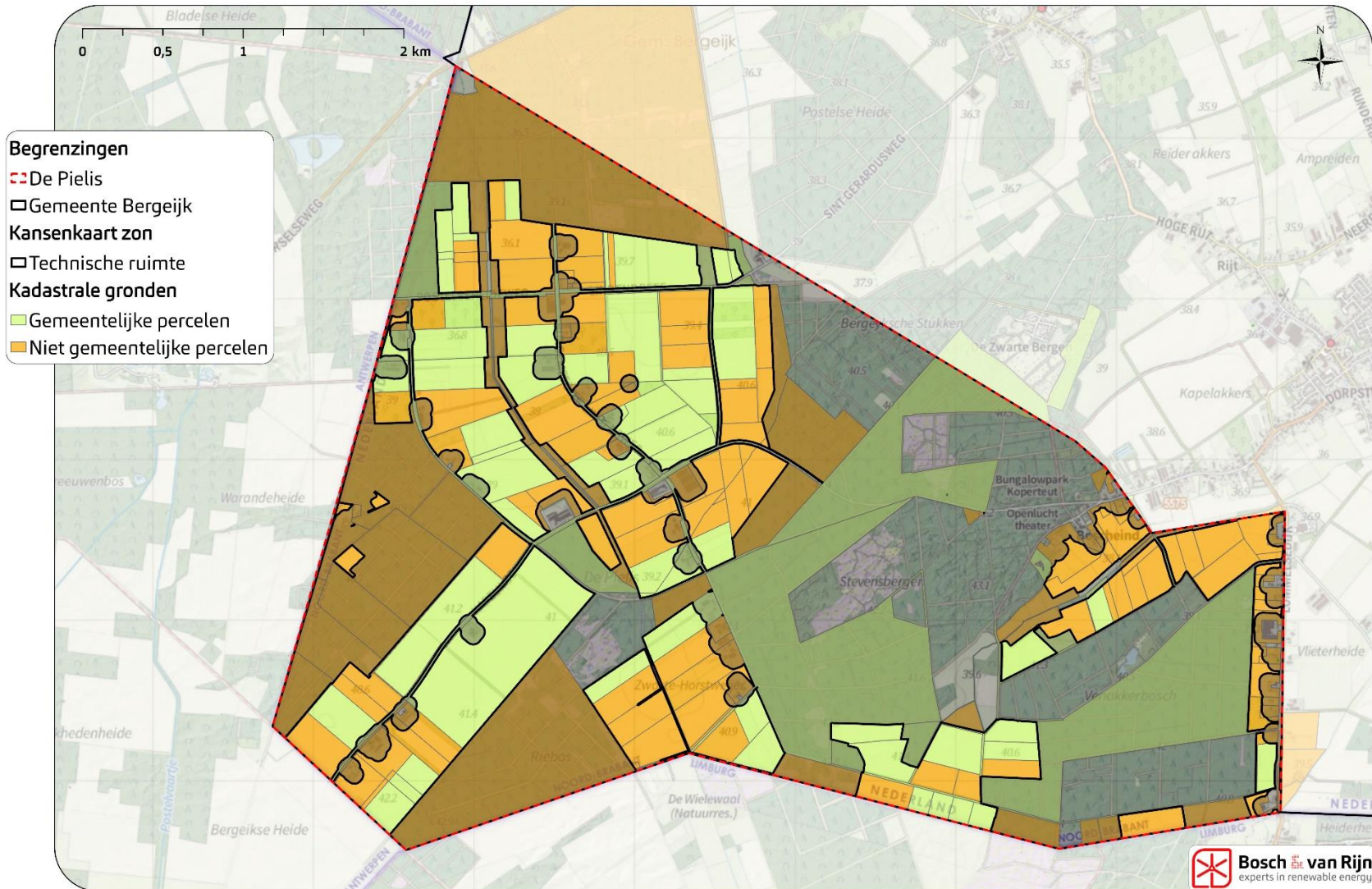
3.3 **Analyse kadastrale gronden**

De provincie heeft Bosch & van Rijn gevraagd om bij het intekenen van de mogelijkheden binnen de Pielis rekening te houden met de gemeente-eigendommen. Hierbij is het van belang om een variantenstudie in- én exclusief gemeente-eigendommen /grondposities uit te voeren. Om dit uit te kunnen voeren is middels kadasterdata de eigendomsgegevens van de percelen, waar zich technische ruimte bevindt, opgevraagd. Figuur 9 en Figuur 10 geven de kadastrale percelen binnen de technische ruimte van wind en zon weer. In de variantenstudie in Hoofdstuk 4 wordt hier verder op in gegaan.

Figuur 8 Zachte belemmeringen zon - De Pielis



Figuur 10 Kadastrale percelen en technische ruimte zon - de Pielis



Hoofdstuk 4 Variantenstudie

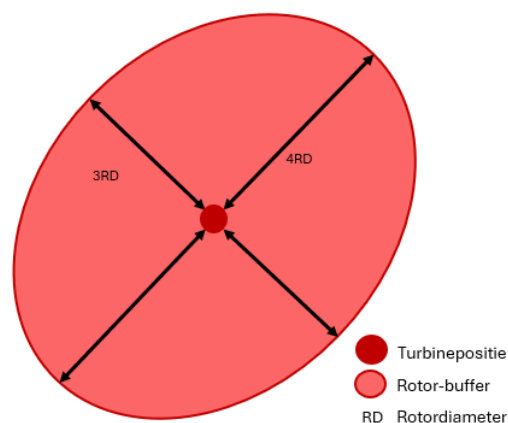
4.1 Wind

4.1.1 Varianten

Binnen de aanwezige technische ruimte is de plaatsingsruimte voor windturbines van 150 meter rotordiameter en 170 meter ashoogte verkend. Hierbij zijn verschillende scenario's ingetekend. Daarvoor zijn verschillende onderzoeksopstellingen gemodelleerd, allereerst uitgaande van een maximale invulling van het mogelijkheidsgebied. Op dit punt ontstaat vaak verwarring. Daarom volgt hier een toelichting: het maximale aantal windturbines dat per zoekgebied geplaatst kan worden wordt bepaald door het aantal windturbines wat in het 'niet hard belemmerde' gebied geplaatst kan worden (zie Figuur 3) met een minimale onderlinge afstand van 3 en 4 keer de rotordiameter. Deze onderlinge afstand is een vuistregelafstand die wordt aangehouden vanuit het oogpunt van turbulentie en het afvangen van wind. Dit is onwenselijk vanuit het oogpunt van de energieopbrengst per windturbine. In dit onderzoek gaan we uit van een referentieturbintype met een rotordiameter van 150 meter, wat leidt tot een minimale onderlinge afstand van 450 en 600 meter. Hierbij is rekening gehouden met de gangbare windrichting in de inpassing van de windturbines. Waarbij de volgende afstanden zijn aangehouden (zie Figuur 11):

- 3x rotordiameter (450 meter) van Noordwest naar Zuidoost.
- 4x rotordiameter (600 meter) van Zuidwest naar Noordoost.

Figuur 11 Aan te houden onderlinge afstand



Het maximaal aantal windturbines per opstelling is een *theoretisch maximum* (hierna geschreven als TM in dit rapport) en geen reëel scenario gezien de aanwezige zachte belemmeringen een deel van de posities waarschijnlijk alsnog zullen belemmeren.

Het theoretisch maximumaantal te plaatsen windturbines is 23, indien gemeentegonden ook meegenomen worden (Figuur 12). Wanneer dit niet het geval is en enkel de percelen die geen gemeentelijk eigendom zijn gebruikt kunnen worden verlaagd dit het maximaal inpasbare aantal windturbines naar 16 windturbines (Figuur 13). Het theoretisch maximum is meestal geen realistisch scenario voor realisatie. Vaak vallen een aantal windturbines af wegens bezwaar van omwonenden of zachte belemmeringen waardoor een compromis gemaakt dient te worden.

De meest oostelijke windturbine aan de grens met België ligt in het luchtvaart toetsingsvlak van militair NAVO-vliegveld kleine Brogel in België. Deze windturbinepositie kent daardoor extra belemmering in vergelijking tot de relatief kleine hoeveelheid belemmeringen die de andere windturbines kent. Om een bandbreedte mee te nemen in het aantal realiseerbare windturbines in windpark de Pielis is daarom ook gekeken naar de mogelijkheid voor kleinere windparken. Hiervoor is een opstelling van 4 windturbines langs de landgrens meegenomen. Hierdoor wordt wel voldaan aan de minimale eis van drie windturbines en kan in de businesscase gekeken worden hoe minimale invulling de businesscase beïnvloed. In de businesscase wordt hier verder in geschoven, deze opstelling dient dan ook enkel als illustratie van een mogelijke variant.

Hierdoor worden in totaal de volgende varianten aan windturbine opstellingen meegenomen:

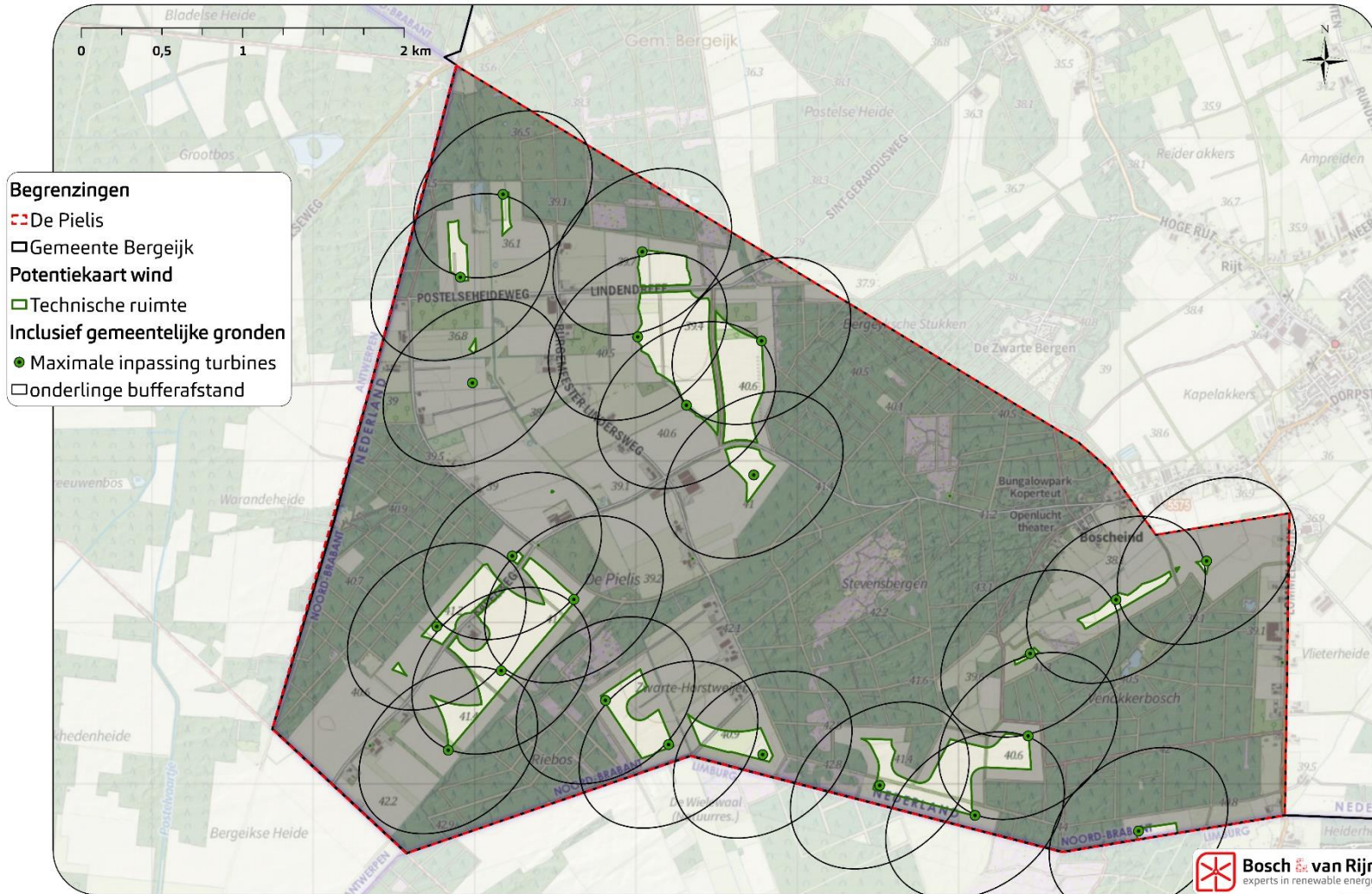
- **TM inclusief gemeentegonden:** 23 windturbines in het gehele gebied;
- **TM exclusief gemeentegonden:** 16 windturbines in het gehele gebied;
- **Minimale inpassing langs de landgrens:** 4 windturbines aan de Belgische grens;

Daarbij is geen enkele windturbine locatie volledig onbelemmerd. Tabel 5 laat voor de verschillende varianten zien hoeveel windturbineposities door de aanwezige zachte belemmeringen worden beïnvloed. Hierbij valt op dat alle windturbineposities, onafhankelijk van de scenario's in groenblauwe waarden liggen. Daarnaast zorgt de mogelijkheid tot molenaarswoningen in de theoretisch maximum scenario's voor een grote groei in het aantal mogelijke windturbines. Het wordt naarmate er meer woningen binnen het windpark liggen echter steeds lastiger om voor alle woningen een functionele binding met het windpark te beargumenteren.

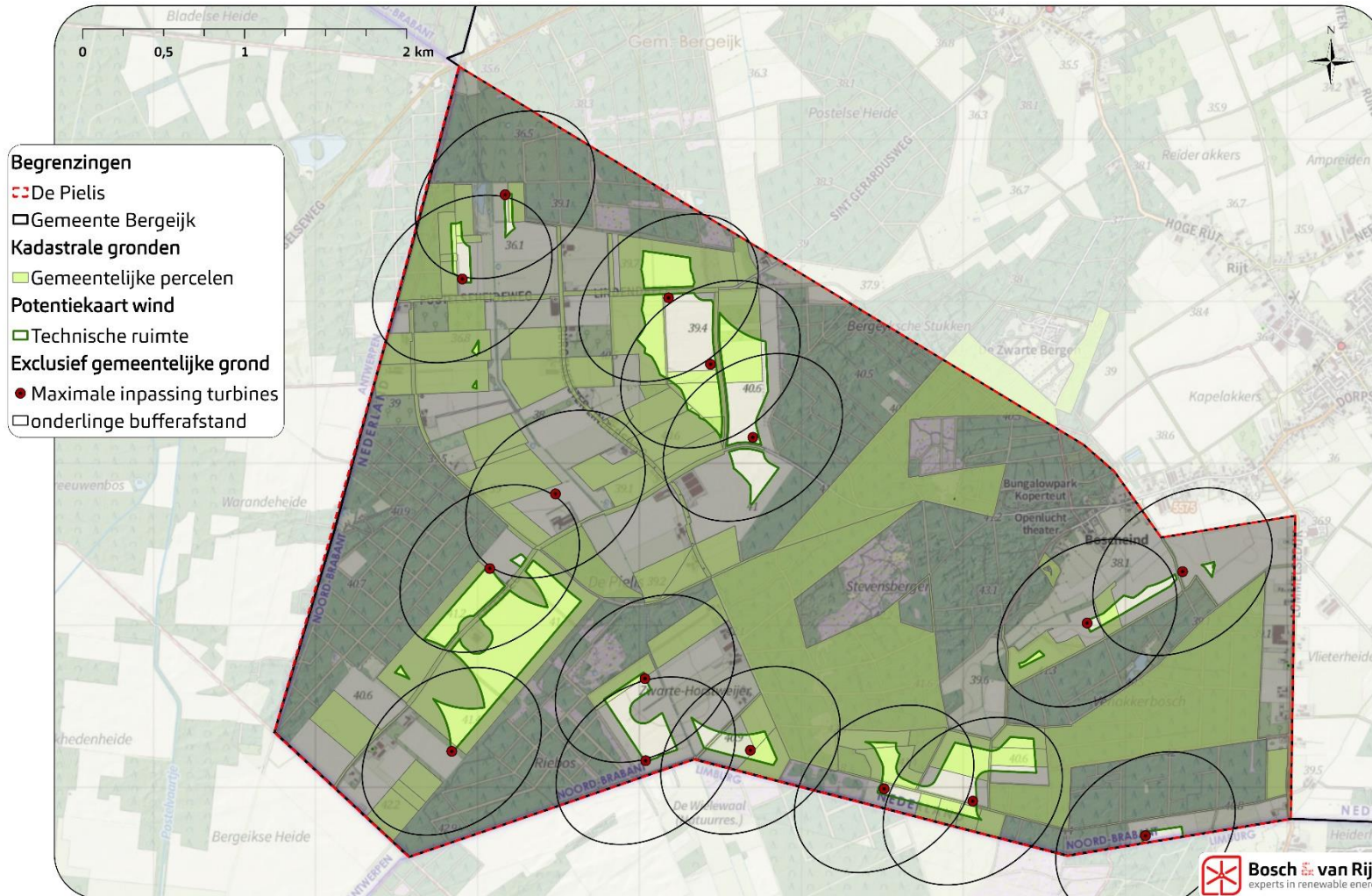
Tabel 5
Aantallen windturbines en optredende zachte belemmeringen varianten.

Variant	Totaal	Windturbines in zachte belemmeringen			
		Groenblauwe waarden	Molenaarswoning	Luchtvaart toetsingsvlak	Gemeente
TM incl. gemeenteground	23	23	12	2	11
TM excl. gemeenteground	16	16	6	1	-
Landgrens	4	4	1	-	-

Figuur 12 TM in te passen windturbines bij gebruik van alle gronden



Figuur 13 TM zonder gebruik gemeentelijke gronden

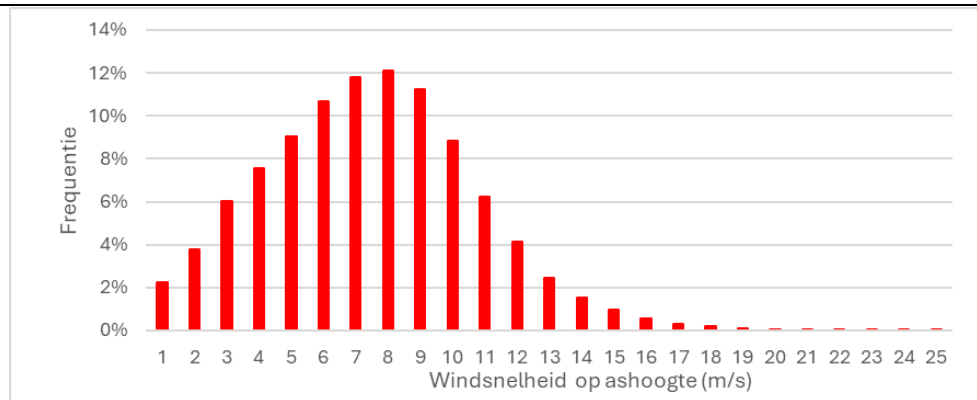


4.1.2 Vermogen en productie

Voorliggende Quickscan gaat uit van windturbines met een rotordiameter van 150 meter. Een representatief type windturbine van dit formaat is de Vestas V150 met een vermogen van 6.0 MW. Er bestaan ook windturbines met een minder hoog of hoger vermogen, echter is in dit geval de V150 6.0MW meegenomen in de analyse om niet te veel richting de onder- of bovenkant van de bandbreedte aan beschikbare windturbines te gaan.

Om een indicatie te krijgen van de opwekpotentie van dit type hebben we een opbrengstberekening uitgevoerd. Bij deze berekening gebruiken we een openbare tool voor de windsnelheidsverdeling⁷. Met deze tool is voor een locatie binnen de Pielis op basis van KNMI-data een langjarig gemiddelde windsnelheidsverdeling uit te splitsen over de dag, de avond en de nacht, voor een ashoogte van 170 meter. Door de drie tijdvakken te middelen kan een etmaalgemiddelde worden berekend (Figuur 15).

Figuur 15 Windsnelheidsverdeling 170 meter hoogte in de gemeente Bergeijk (X= 144.741; Y= 364.204)

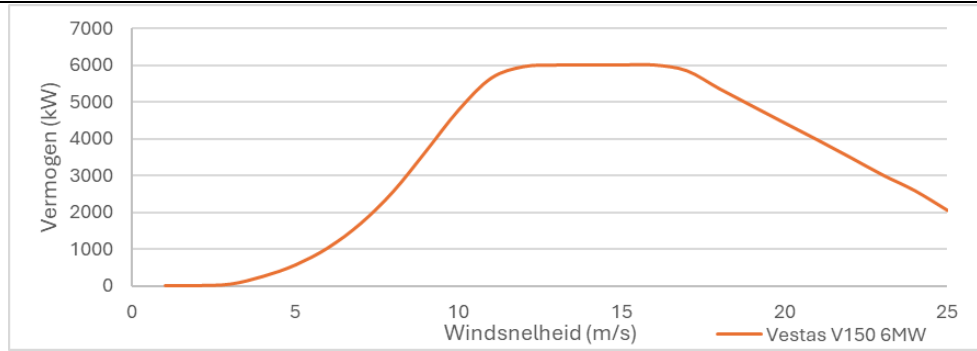


Wanneer het windaanbod wordt vermenigvuldigd met de vermogenscurve van de Vestas V150 (Figuur 16) is de totale energieopwekking per windturbine te berekenen. Hieruit volgt een bruto productie van 22 GWh/jaar per windturbine. De netto productie is echter altijd iets lager dan de berekende bruto productie. Onderhoud, curtailment (het begrenzen van de opwek, bijvoorbeeld om aan geluid- of slagschaduwnormen te kunnen voldoen), zogeeffecten en verliezen bij transport door kabels kunnen bijvoorbeeld zorgen voor enig opwekverlies. Het verschil tussen de bruto en netto productie is 13%⁸. Daarmee is de netto productie per jaar 19 GWh voor de Vestas V150. Door dit te vermenigvuldigen met het aantal windturbines per scenario kan de totale windenergieopwekking van de verschillende scenario's worden berekend (Tabel 6).

⁷ rekentool.mp.nl

⁸ [Eindadvies basisbedragen SDE++ 2025 | Planbureau voor de Leefomgeving](#)

Figuur 16 Vermogenscurve V150 6.0MW



Tabel 6 Netto productie per jaar windturbineopstellingen

Variant	Totaal aantal windturbines	Totaal vermogen (MW)	Netto productie (GWh/jaar)
TM incl. gemeente-grond	23	138	438
TM excl. gemeente-grond	16	96	304,7
Landgrens	4	24	76,2

4.2 Zon

4.2.1 Varianten

Binnen de aanwezige technische ruimte is ook voldoende ruimte voor opwek van duurzame energie middels zonne-energie. Figuur 10 liet de aanwezige ruimte al goed zien, hierbij is onderscheid gemaakt tussen percelen in eigendom van de gemeente en percelen in eigendom van derden. In totaal is er 695 hectare binnen de Pielis aanwezig aan technische ruimte voor zonne-energie. Ongeveer de helft hiervan (349 hectare) is in eigendom van de gemeente en kan dus eventueel niet benut worden.

In realiteit valt maximale inpassing in het gebied echter niet te behalen, in het eerder door Bosch & van Rijn uitgevoerde PlanMER MRE⁹ is daar rekening mee gehouden middels een draagkrachtanalyse van de zoekgebieden. Hierbij is onderscheid gemaakt tussen het inpassen, aanpassen en transformeren bij realisatie van zonneparken in het landschap. Bij inpassen wordt het open landschap behouden door spreiding van zonneparken. Bij aanpassen is sprake van kleine mate van concentratie van zonneparken, waardoor het landschap deels behouden en deels aangepast wordt. In het geval van transformeren is er sprake van concentratie van grote groepen zonneparken. Voor verschillende landschappen is in voorgenoemd onderzoek de draagkracht berekend, waarbij de gemiddelde grootte en aantal te realiseren zonneparken binnen verschillende landschappen tegenover elkaar zijn gezet.

⁹ [Titel - digitale-planmer-res-mre.pdf](#)

De Pielis kent in de theoretische ruimte voor zon enkel jonge zandontginningen. Uit de draagkrachtanalyse van het PlanMER MRE volgt voor dit landschapstype dat bij de verschillende landschapsstrategieën draagkracht is voor: 15% bij inpassen; 30% bij aanpassen en 60% bij transformeren. Hieruit ontstaan maxima en minima (Tabel 7).

Tabel 7 TM hectares zon na draagkrachtanalyse bij verschillende landschapsstrategieën

	Totaal aantal hectare	Inpassen (15%)	Aanpassen (30%)	Transformeren (60%)
		Ha.	Ha.	Ha.
TM incl. gemeentegrond	695	104	209	417
TM excl. gemeentegrond	346	52	104	208

4.2.2 Vermogen en productie

Door de landschapsstrategieën te gebruiken volgt een TM aantal hectares te realiseren zon arealen binnen de Pielis. Hierdoor zijn ook voor zonne-energie theoretische maxima te berekenen in opwek. Hierbij moeten een aantal aannames gedaan worden:

- Een zonnepark heeft een vermogen van 1,2 MWp/ha¹⁰. Een MWp (megawatt-piek) is het maximale vermogen van het zonnepark onder bepaalde (laboratorium-) omstandigheden.
- Een zonnepark in de gemeente Bergeijk produceert jaarlijks 1.200 MWh/MWp.
- Zonneparken produceren dus 1.200 MWh/ha., oftewel 1.2 GWh/ha.

Door deze aannames toe te passen op het TM aantal hectares resulteert dit in een TM opwek voor de Pielis (Tabel 8).

Tabel 8 Theoretisch maximum zon na draagkrachtanalyse bij transformeren

	Totaal aantal hectare	Transformeren (60%)	
		Ha.	GWh/jaar
TM incl. gemeentegrond	695	417	500
TM excl. gemeentegrond	346	208	249

4.3 Combinatie Wind & Zon

Het uitgangspunt van de provincie is dat zon- en windenergie samen de voorkeur genieten. Door het complementaire karakter van deze energiebronnen

¹⁰ [Eindadvies basisbedragen SDE++ 2025 | Planbureau voor de Leefomgeving](#)

vormen zij een uitstekende aanvulling op het energienet en kunnen zij gebruikmaken van dezelfde aansluiting. Het is hierbij van belang dat er een goede verhouding is tussen de verschillende methoden van energieopwekking, zodat zij elkaar optimaal aanvullen.

Wanneer het hard waait, schijnt de zon meestal minder en omgekeerd. Daarnaast wekt zonne-energie 's nachts niets op, terwijl windenergie juist dan kan aanvullen. Ook het verschil tussen de seizoenen wordt opgevangen door het gebruik van verschillende energiebronnen. Om de druk op het net te verlichten wordt daarom ook gekeken naar scenario's met een 50/50 verhouding tussen wind- en zonne-energie (Tabel 9). Over het algemeen zijn grote windturbines efficiënter in de opwek dan zonne-energie, vandaar dat er grote arealen aan zonopwek nodig zijn voor een 50/50 verdeling zon en wind. Het aantal hectares dat hierbij te realiseren is ligt bij het theoretisch maximum exclusief gemeentegronden net onder het maximum van de draagkrachtaanalyse. Hier is maximaal 208 hectare mogelijk (55/45 verdeling).

Tabel 9 Benodigde arealen zon bij wind

Variant	Aantal windturbines	Netto productie wind GWh/jaar	Verhouding wind/zon	Productie zon GWh/jaar	Hectares zon
Theoretisch maximum incl. gemeenteground	23	438	50/50	438	365 ha
Theoretisch maximum excl. gemeenteground	16	304,7	55/45	249	208 ha
Landgrens	4	76,2	50/50	76,2	64 ha

4.4 Conclusie

Deze volgende opstellingen en varianten worden meegenomen in de businesscase:

- Wind:
 - Theoretisch maximum inclusief gemeenteground (23 windturbines)
 - Theoretisch maximum exclusief gemeenteground (16 windturbines)
 - Ondergrens businesscase (volgt uit de Businesscase, als startpunt is een landgrensopstelling met 4 windturbines meegenomen)
- Zon:
 - Transformeren inclusief gemeenteground (417 hectare)
 - Transformeren exclusief gemeenteground (208 hectare)
 - Ondergrens businesscase (volgt uit de businesscase)
- Zon bij wind
 - Theoretisch maximum inclusief gemeenteground (23 windturbines en 365 hectare zon)
 - Theoretisch maximum exclusief gemeenteground (16 windturbines en 208 hectare zon)
 - Ondergrens waarbij 50/50 mogelijk is.

Door deze verschillende scenario's mee te nemen wordt een goed beeld geschetst van de bandbreedte waarbinnen een positieve businesscase aanwezig is voor projecten binnen de Pielis. Voor zon zijn dit relatief grote oppervlakten, die allen binnen de hoogste klasse van de SDE++ indeling vallen. Hier is specifiek voor gekozen omdat door de grote afstand tot een hoogspanningsstation, en daaraan gekoppelde kosten, voor zonneparken onder 20MWp geen positieve businesscase zal zijn.

Een verdere verdieping in de windscenario's kan nog vormgegeven worden door in de opstellingen rekening te houden met het vermijden van molenaarswoningen en het luchtvaart toetsingsvlak.

Hoofdstuk 5 Businesscase

5.1 Inleiding

Om inzicht te verkrijgen in de financiële haalbaarheid van de hiervoor behandelde verschillende varianten en tot een bandbreedte te van het aantal te realiseren windturbines en hectares zon is een businesscaseberekening uitgevoerd. Hierbij zijn nog geen specifieke zoekgebieden vastgesteld, maar worden als uitgangspunt de bovengrenzen gepakt uit de varianten studie van vorig hoofdstuk. Hierdoor worden de scenario's in Figuur 17 meegenomen.

Figuur 17 Varianten voor de businesscase

	Variant	Aantal windturbines en/of hectares zon	Netto productie (GWh/jaar)
W1:	Theoretisch maximum incl. gemeenteground	23	438
W2:	Theoretisch maximum excl. gemeenteground	16	304,7
W3:	Landgrens	4	76,2
Z1:	Theoretisch maximum incl. gemeenteground	417 ha.	500,4
Z2:	Theoretisch maximum excl. gemeenteground	208 ha.	249,1
Z3:	Ondergrens zonneveld	Te bepalen	Te bepalen
ZW1:	Theoretisch maximum incl. gemeenteground	23 & 365 ha.	876
ZW2:	Theoretisch maximum incl. gemeenteground	16 & 208 ha.	554
ZW3:	Ondergrens zon bij wind	Te bepalen	Te bepalen

De winstgevendheid van een zonnepark of windpark wordt hoofdzakelijk bepaald door de kosten met daar tegenover de baten uit het terugleveren van elektriciteit aan het openbare elektriciteitsnet. Voor zonnenvelden en windparken kan subsidie worden aangevraagd vanuit de Stimulering Duurzame Energie en Klimaattransitie (SDE++). Op verzoek van het ministerie van economische zaken geeft het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) jaarlijks advies over een passende hoogte van dit subsidiebedrag. Ter onderbouwing van haar advies zet het PBL jaarlijks de belangrijkste uitgangspunten voor de financiële haalbaarheid in Nederland uiteen. In voorliggend onderzoek wordt over het algemeen bij de uitgangspunten van het meest recente PBL-advies¹¹ aangesloten. Waar dit het geval is wordt als bronvermelding (PBL, 2025) genoemd. Van deze uitgangspunten wordt afgeweken wanneer aspecten sterk locatie-afhankelijk zijn (zoals de netaansluitingskosten), of wanneer meer gedetailleerde kennis beschikbaar is.

¹¹ [Eindadvies basisbedragen SDE++ 2025 | Planbureau voor de Leefomgeving](#)

5.2 Aanpak en uitgangspunten

De financiële haalbaarheid van een zonne- en windpark zal in grote lijnen bepaald worden door:

1. de grootte en levensduur van het zonnenveld of windpark; bij een grotere omvang en langere levensduur zullen de kosten per opgewekte MWh doorgaans lager uitvallen.
2. de baten uit de verkoop van elektriciteit (tegen een marktprijs, de eerste 15 jaar aangevuld met een bijdrage uit de SDE++).
3. locatie-onafhankelijke kosten, zoals de eenmalige kosten van de zonnepanelen/windturbines, constructie en omvormers, en operationele kosten voor onderhoud, verzekeringen, rente, e.d.
4. locatie-afhankelijke kosten zoals de netaansluitingskosten (die bepaald worden door de afstand tot het netaansluitingspunt) en leges (die per gemeente verschillen).
5. overige door de gemeente gestelde randvoorwaarden, zoals kosten voor het opstellen van een landschappelijk inpassingsplan, landschaps- en natuurbeheer en bovenwettelijk ecologisch- of draagvlakonderzoek. Van deze kosten kan een vroegtijdige inschatting worden gemaakt, echter zullen deze nu nog in hoge mate onzeker zijn.

De grondkosten (de vergoeding die de eigenaar van de grond jaarlijks ontvangt) zullen ook van grote invloed zijn op de financiële haalbaarheid.

5.2.1 SDE ++ wind op land, regulier (zonder hoogtebeperking)

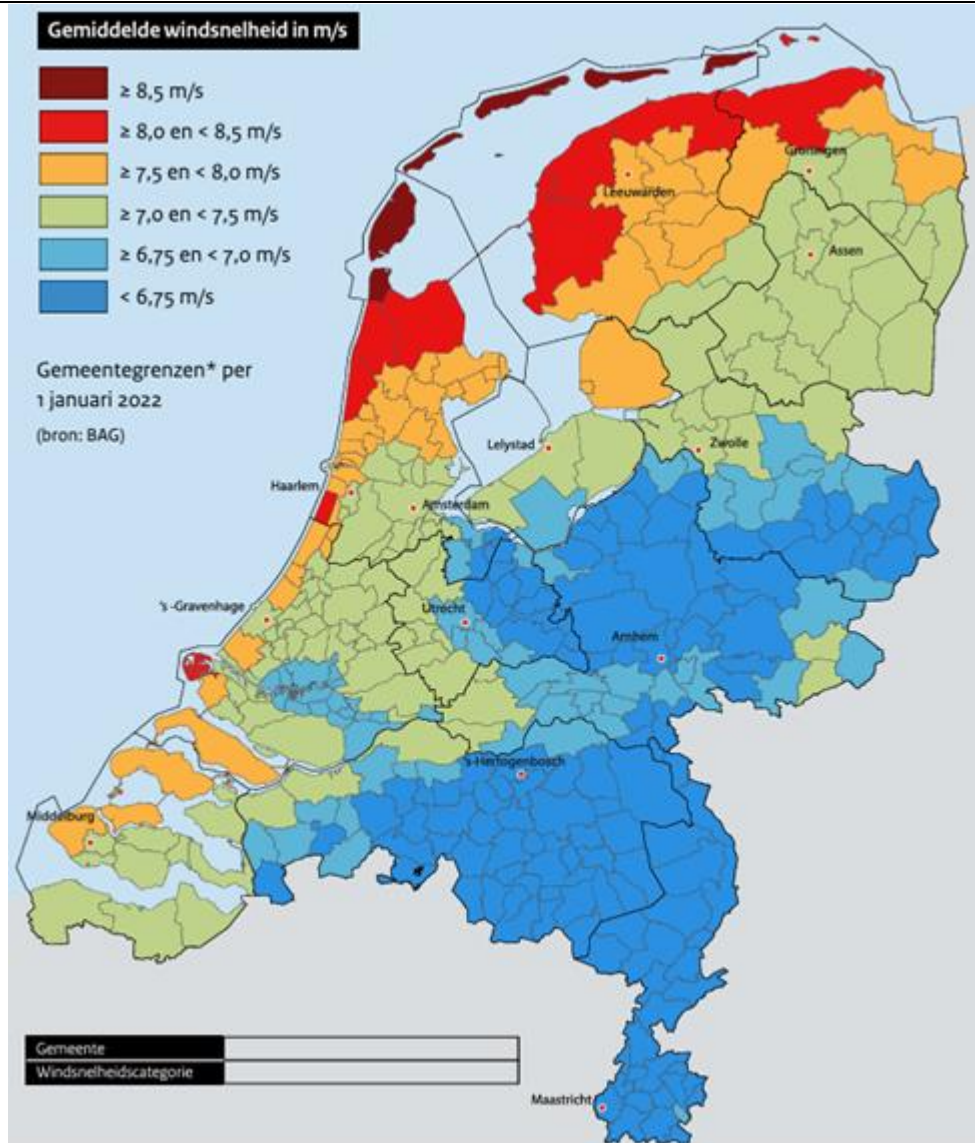
Windturbines en zonneparken genereren inkomsten uit de verkoop van elektriciteit tegen een marktprijs die kan worden aangevuld door een subsidie uit de SDE++. De SDE++ is een regeling waarmee producenten van duurzame energie een bijdrage van de overheid ontvangen per opgewekte kWh. Deze bijdrage omvat het verschil tussen de marktprijs van elektriciteit en een zogeheten *basisbedrag*. Voor windenergie is dit basisbedrag afhankelijk van de verwachte windsnelheid op 100 meter hoogte in de gemeente waarin de windturbines geplaatst zullen worden. Dit wordt niet locatie specifiek bepaald, maar kan per gemeente worden afgelezen van een door de RVO gepubliceerde windkaart (Figuur 18). Voor de gemeente Bergeijk geldt een gemiddelde windsnelheid op 100 meter hoogte van <6,75 m/s. Voor de SDE++-ronde van 2025 geldt hier een basisbedrag van € 70,20 per MWh. Dit basisbedrag hebben wij als uitgangspunt in onze berekening aangehouden.

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 per MWh zal de exploitant van het windpark er nog € 20,20 per MWh bij krijgen van de overheid.

De opbrengst van het windpark bestaat uit de inkomsten uit de verkoop van elektriciteit op het net tegen de grijsstroomprijs, in de eerste 15 jaar aangevuld met 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 (griestroomprijs) van de geproduceerde elektriciteit. Wij gaan uit van een lange-termijn griestroomprijs van € 48,50 per MWh, in aansluiting op de aannames van het PBL.

Figuur 18 Gemiddelde windsnelheid in m/s in Nederland



5.2.2 SDE++ Zon-pv

De winstgevendheid van een zonnepark wordt hoofdzakelijk bepaald door de kosten met daar tegenover de baten uit het terugleveren van elektriciteit aan het openbare elektriciteitsnet. Ook voor zonnenvelden kan SDE++-subsidie worden aangevraagd. Hiervoor hanteert het PBL andere basisbedragen dan bij wind op land en is er een onderscheid tussen verschillende referentie soorten. In dit geval gaat het om grondgebonden zonneparken, hierbinnen rekent PBL met drie verschillende categorieën:

- ≥15kWp en <1MWp, met een basisbedrag van €75,90

- $\geq 1\text{MWp}$ en $< 20\text{MWp}$, met een basisbedrag van €62,80
- $\geq 20\text{MWp}$, met een basisbedrag van €59,70

Voor de periode waarin de producent een bijdrage uit de SDE++ ontvangt (de eerste 15 jaar van de exploitatie), en zolang het SDE++ basisbedrag boven de marktelektriciteitsprijs ligt, vinden we een schatting van de jaarlijkse inkomsten door vermenigvuldiging van de elektriciteitsproductie met het basisbedrag. Voor de periode na de looptijd van de SDE++ (vanaf jaar 16), en voor jaren tijdens de looptijd van de SDE++ waarin de marktprijs van zonnestroom boven het basisbedrag ligt, vinden we een schatting van de jaarlijkse inkomsten door vermenigvuldiging van de elektriciteitsproductie met de langetermijn marktprijs van €55,90 per MWh.

5.3 Businesscase wind

5.3.1 Baten

In paragraaf 5.2.1 zijn de inkomstenbronnen behorende bij windturbines op land al uitgebreid aan bod gekomen. Dit resulteert in de volgende inkomsten:

- Gedurende de eerste 15 jaar van de exploitatie, de marktprijs van elektriciteit aangevuld door de SDE++ tot het basisbedrag: €70,20 per MWh.
- Na 15 jaar, de (langetermijn) marktprijs van elektriciteit opgewekt door windturbines: €48,50/ MWh (bron: PBL, 2025). Deze wijkt af van de langetermijnprijs voor zon vanwege de onbalans factor.

5.3.2 Uitgaven

5.3.2.1 Investeringskosten (CAPEX)

Tabel 10 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 net-aansluitingskosten. De onvoorzien kosten hebben betrekking op de aanschaf- en installatiekosten van de windturbines. Kosten voor mitigatiemaatregelen ten behoeve van natuurbescherming of geluidbeperking zijn niet meegenomen in de onvoorzien kosten.

Tabel 10 Investeringskosten (CAPEX).

Capex kengetallen	Regulier
Windturbine kosten	1090 k€/MW ¹²
Balance of plant (fundering, parkbekabeling, civiel)	25% van de bouwkosten van de windturbines
Afsluitprovisie	1% van de bouwkosten van de windturbines

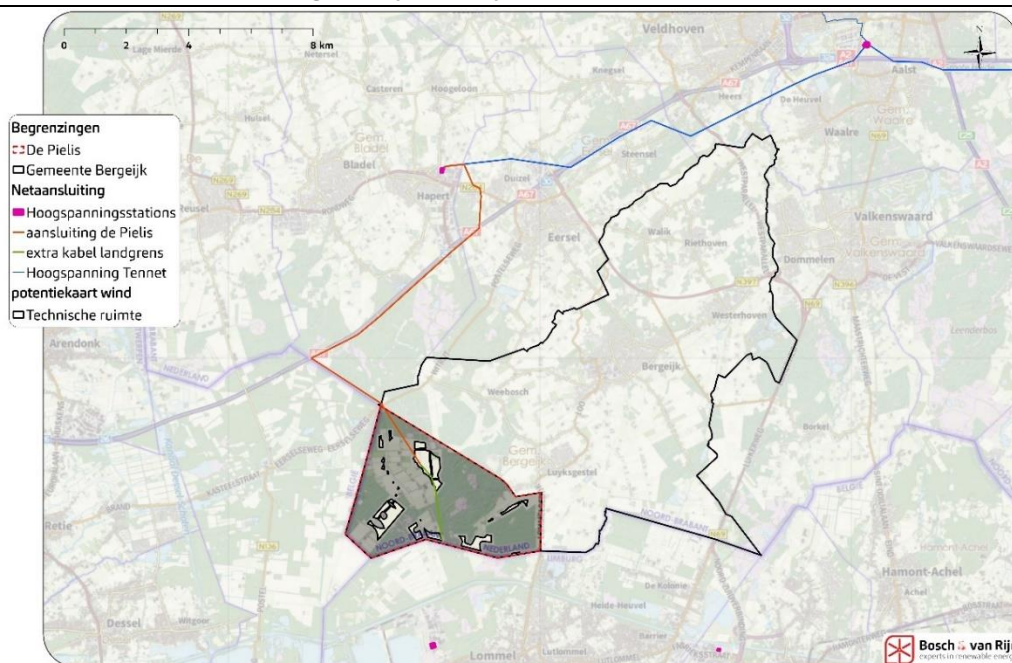
¹² Eindadvies basisbedragen SDE++ 2025 | Planbureau voor de Leefomgeving

Capex kengetallen	Regulier
Provinciale leges ¹³	Afhankelijk van windturbine kosten & fundering. ¹⁴ €80.378 + 0,15% van de bouwkosten vanaf €25.000.000)
Onvoorzien	5% van de prijs van de windturbine & fundering
Ontwikkelingskosten planfase (DEVEX)	21 k€/MW
Kosten voorbereiding en toezicht	2 k€/MW

5.3.2.2 Netaansluitkosten

De netaansluitingskosten zijn afhankelijk van het vermogen van het windpark en de afstand tot het netaansluitingspunt. Voor deze analyse is een inschatting gemaakt per locatie wat de afstand is tot de dichtstbijzijnde netaansluiting. Indicatief zijn deze aansluiting weergegeven in Figuur 19. De kosten voor het aansluittarief gaan vanaf van € 60.000 (1.750 kVA – 5.000 kVA) en een aanvullend tarief van € 400.000 per km kabel. Deze gemiddelde kosten zijn gebaseerd op de tarieven van Enexis¹⁵. Voor drie windturbines, het minimum uit het beleid, is een dergelijke aansluiting echter onvoldoende en zal ten minste een 10.000 kVA aansluiting benodigd zijn (hiervoor geldt een aansluittarief vanaf €620.000). Dit soort aansluitingen blijven echter maatwerk, en de netbeheerder zal hierover nadere duidelijkheid kunnen verschaffen. De geschatte kosten liggen nu tussen de €6.620.000 (midden in de Pielis) en €7.820.000 (de langere route tot de landsgrens).

Figuur 19 Indicatieve netaansluiting kabel (15-18km)



¹³ [Legesverordening Noord-Brabant 2022 | Lokale wet- en regelgeving](#)

¹⁴ De te hanteren leges zijn afhankelijk van de totale bouwkosten. In het geval van windturbines binnen de Pielis liggen deze kosten al snel in het hoogste segment (Vanaf €25.000.000) voor het overzicht is in dit rapport deze waarde in de tabel gezet.

¹⁵ [Tarieven nieuwe aansluiting | Enexis Netbeheer](#)

5.3.2.3 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), vleermuis- en vogeldetectiesysteem, 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 11.

Tabel 11 Operationele kosten (OPEX) in lijn met de aannames van PBL.

OPEX-kengetallen	Regulier
Variabele O&M kosten	€ 7,2 per MWh
Vaste O&M kosten	€ 13,61 per MW per jaar
Extra O&M kosten na 15 jaar	5%
Grondvergoeding	€ 2,30 per MWh
Management	0,10% van CAPEX
Omgevingsfonds (richtbedrag NWEA)	€ 0,50 per MWh

5.3.2.4 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 (conform PBL).
- 4% rente op vreemd vermogen.
- 10% rente op eigen vermogen.
- Lineaire aflossing in 15 jaar.

5.3.2.5 Belasting

Over het bedrijfsresultaat moet vennootschapsbelasting worden betaald. Dit bedraagt 25,8% van de belastbare winst. De afschrijving voor de banklening mag hiervan worden afgetrokken op het eigen vermogen (7,0% in het hoofdsce­nario van deze business case berekening). Deze waarden zijn vervolgens opge­te­ld. 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 7,0% zou genereren. 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.

5.3.3 Resultaten

5.3.3.1 Rendement

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 is.

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

Voor het hoofdscenario van deze business case berekening wordt gerekend met een vereist rendement op eigen vermogen van 10,0%. Veel projectontwikkelaars willen een dergelijk rendement willen behalen om de risico's die gepaard gaan met de ontwikkeling de moeite waard te laten zijn. Er worden een aantal afkortingen gebruikt in de resultaten die kort nader belicht worden:

- **Project IRR:** Het project IRR is berekend door de interne opbrengstvoet te berekenen van een reeks getallen met in jaar 0 de totale investering, gevolgd door de bruto winst (EBITDA) in de jaren daarop. Dit is dus het rendement zonder de (hefboom)effecten van financiering.
- **Equity IRR:** Het rendement op eigen vermogen is berekend door de interne opbrengstvoet te berekenen van een reeks getallen met in jaar 0 dat deel van de investering dat met eigen vermogen is betaald, gevolgd door de kasstroom na belasting (EBITDA minus rente & aflossing, minus vennootschapsbelasting). Waar er hiervoor gesproken werd van een minimum rendement van 10% wordt de equity IRR bedoeld.
- **Netto Constante Waarde (NPV):** De netto contante waarde (Engels: NPV, net present value) is een andere maat voor de rendabiliteit van het project. Om deze te berekenen is het nettoresultaat van jaar 0 t/m jaar 15, 20 of 25 nettocontant gemaakt, dat wil zeggen teruggerekend naar het jaar 0 tegen een disconteringsvoet gelijk aan het gewenste rendement van 10% equity IRR.

De business case berekening resulteert voor de verschillende wind scenario's in het volgende rendement:

5.3.3.2 W1: Theoretisch maximum incl. gemeentegrond

Uit de resultaten (Tabel 12) blijkt dat er bij 23 windturbines sprake is van een rendabele businesscase. Hierbij wordt jaarlijks winst gemaakt, en het gewenste rendement op eigen vermogen (Equity IRR) van 10%, wat voor een gemiddelde ontwikkelaar als wenselijk wordt beschouwd, wordt ruim behaald. De reden dat deze optie zo positief is, is wegens de grote schaal van het park. Met een dergelijk groot aantal windturbines is de energieproductie hoger en zijn

daardoor de vaste netinpassingskosten voor de 15 kilometer aan kabel relatief lager per MW. Dit leidt tot een positievere businesscase.

Tabel 12 Businesscase theoretisch maximum incl. gemeentegronden (23 windturbines)

	15 jaar	20 jaar	25 jaar
Looptijd van het project	15 jaar	20 jaar	25 jaar
Project IRR	7,5%	8,6%	9,1%
Equity IRR	12,1%	13,6%	14,2%
Equity NPV	€ 6.119.652	€ 12.868.755	€ 16.697.339

Deze resultaten zijn gebaseerd op de huidige SDE++ bedragen. In het klimaat-akkoord is afgesproken dat de SDE++ na 2025 zou ophouden te bestaan. Echter is er tot 2027 geen andere regeling om de realisatie van zon- en windparken te stimuleren. Daarom zal deze subsidie tot die tijd gehandhaafd worden.

5.3.3.3 W2: Theoretisch maximum excl. Gemeentegrond

Uit de resultaten (Tabel 13) blijkt dat er ook bij 16 windturbines sprake is van een rendabele businesscase. Hierbij wordt jaarlijks winst gemaakt, en het gewenste rendement op eigen vermogen (Equity IRR) van 10%, wat voor een gemiddelde ontwikkelaar als wenselijk wordt beschouwd, wordt wederom al ruim behaald bij een tijdsframe van 15 jaar. Door het hoge aantal windturbines is de opwek en daarmee ook de opbrengst wederom hoger, waardoor de hoge kosten voor een aansluiting worden gedekt.

Tabel 13 Businesscase theoretisch maximum excl. gemeentegronden (16 windturbines)

	15 jaar	20 jaar	25 jaar
Looptijd van het project	15 jaar	20 jaar	25 jaar
Project IRR	7,3%	8,3%	8,9%
Equity IRR	11,5%	13,1%	13,7%
Equity NPV	€ 3.095.354	€ 7.788.609	€ 10.450.756

5.3.3.4 W3: Landgrens

Uit de resultaten blijkt dat een opstelling met 4 windturbines langs de landgrens een negatieve businesscase oplevert. Hoe langer de windturbine in bedrijf is, hoe hoger de winst. Het beoogde rendement van 10% op eigen vermogen wordt echter niet behaald. Dit komt mede door de hogere kosten voor een netaansluiting door de grotere af te leggen afstand. Schuiven in het model laat zien dat pas bij een realisatie van een windpark met 6 windturbines langs de landgrens de 10% rendement op eigen vermogen wordt behaald na 25 jaar looptijd van het project.

Tabel 14 Businesscase ondergrens bandbreedte (6 windturbines)

	15 jaar	20 jaar	25 jaar
Looptijd van het project	15 jaar	20 jaar	25 jaar
Project IRR	5,8%	6,9%	7,5%
Equity IRR	7,7%	9,9%	10,7%
Equity NPV	€ -1.874.736	€ -119.400	€ 875.728

5.4 Businesscase zon

5.4.1 Baten

In paragraaf 5.2.2 zijn de inkomstenbronnen behorende bij zon-op-land al uitgebreid aan bod gekomen. Dit resulteert in de volgende inkomsten:

- Gedurende de eerste 15 jaar van de exploitatie, de marktprijs van elektriciteit aangevuld door de SDE++ tot het basisbedrag:
 - ≥15kWp en <1MWp, met een basisbedrag van €75,90
 - ≥1MWp en <20MWp, met een basisbedrag van €62,80
 - ≥20MWp, met een basisbedrag van €59,70
- Na 15 jaar, de (langetermijn) marktprijs van elektriciteit opgewekt door zon-op-land: €55,90/ MWh (bron: PBL, 2025).

Voor de scenario's zijn alle basisbedragen toegevoegd, de verwachting is echter dat voor een businesscase met enkel zon-pv het park ten minste in de ≥20MWp categorie moet vallen.

5.4.2 Uitgaven

5.4.2.1 Investeringskosten (CAPEX)

Voor zonneparken gelden andere investeringskosten dan voor de eerder behandelde windparken. De investeringskosten bestaan uit de Capital expenditures (CAPEX) en ontwikkelkosten (DEVEX) van het zonnepark. De CAPEX bestaat uit de aanschafprijs van de panelen, omvormers, kosten voor constructie, parkbekabeling en civiele werkzaamheden (samengevoegd onder de zogenaamde Balance of Plant). De DEVEX zijn de ontwikkelkosten van het zonnepark. Een overzicht van de CAPEX-kengetallen zijn weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel 15 Investeringskosten (CAPEX).

Capex kengetallen	≥20MWp, grondgebonden
Panelen kosten	125 €/kWp
Omvormer	23 €/kWp
Balance of plant	214 €/kWp
Afsluitprovisie (jaar 1)	4,35 €/kWp
Vervangen omvormers (jaar 13)	15 €/kWp
Provinciale leges ¹⁶ (maximaal €155.000)	Afhankelijk van totale bouwkosten ¹⁷ €47k +0,13% (bouwkosten-€5.000.000)
Landschappelijke inpassing	4 €/kWp

¹⁶ [Legesverordening Noord-Brabant 2022 | Lokale wet- en regelgeving](#)

¹⁷ De te hanteren leges zijn afhankelijk van de totale bouwkosten. In het geval van een zonnepark binnen de Pielis liggen deze kosten al snel in de hogere segmenten (Vanaf €5.000.000 tot €25.000.000 en hoger dan €25.000.000) voor het overzicht is in dit rapport deze waarde vanaf €5.000.000 tot €25.000.000 in de tabel gezet.

5.4.2.2 **Netaansluitkosten**

De netaansluitingskosten zijn voor wind-op-land aan bod gekomen in paragraaf 5.3.2.2. Waarbij de afstand tot het dichtstbijzijnde hoogspannings aansluitingspunt is berekend en het principe van de grootte van de aansluiting op de kosten geïntroduceerd. Voor zonneprojecten binnen de Pielis zal dezelfde afstand aan netaansluitingskabel moeten worden aangelegd (15km). Eventueel kan hier bij kleinere parken een lagere kVA aansluiting gekozen worden. Gezien de scenario's uitgaan van grote parken is er in dit geval echter gekozen om voor een vergelijkbare aansluitprijs te gaan als in de scenario's wind-op-land. Deze kosten zullen aankomen op circa €6.620.000.

5.4.2.3 **Operationele kosten (OPEX)**

Een zonnepark heeft, in tegenstelling tot de meeste productievormen, geen brandstof nodig om elektriciteit te produceren. Er zijn jaarlijks wel andere operationele kosten zoals onderhoudskosten, verzekeringskosten en ontroerende-zaakbelasting (OZB). In overeenstemming met de aannames van PBL houden wij rekening met operationele kosten die als volgt zijn opgebouwd (Tabel 16):

Tabel 16 Vaste operationele kosten (OPEX).

Opex kengetallen	≥20MWp, grondgebonden
Vaste O&M kosten	3,5 €/kWp/jaar
Groenonderhoud	1,5 €/kWp/jaar
Natuurinclusiviteit	2,3 €/kWp/jaar
Verzekering	2,5 €/kWp/jaar
Beveiligingsdiensten	0,5 €/kWp/jaar
Netaansluiting	2,0 €/kWp/jaar
Kosten afschakelapparatuur	0,02€/kWp/jaar
Assetmanagement	1,0 €/kWp/jaar
OZB	1,4 €/kWp/jaar
Subtotaal vaste OPEX	14,7 €/kWp/jaar

Bij zonneparken wordt vaak een bijdrage van € 0,50 per opgewekte megawattuur (MWh) van elektriciteit gestort in een omgevingsfonds. Dit fonds is bedoeld om lokale gemeenschappen te ondersteunen en de impact van het zonnepark op de omgeving te compenseren. De bijdrage wordt meestal voor een periode van 15 jaar vastgelegd, zolang het zonnepark operationeel is.

5.4.2.4 **Financieringskosten**

Een zonnepark vergt net als windparken 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 het zonnepark als volgt wordt bekostigd:

- 80% inleg vreemd vermogen en 20% inleg eigen vermogen (conform PBL).
- 4% rente op vreemd vermogen.
- 9% rente op eigen vermogen.
- Lineaire aflossing in 15 jaar.

5.4.2.5 *Belasting*

Over het bedrijfsresultaat moet vennootschapsbelasting worden betaald. Dit bedraagt net als bij windparken 25,8% van de belastbare winst. De afschrijving voor de banklening mag hiervan worden afgetrokken.

5.4.3 *Resultaten*

De principes van het rendement, gebruikt voor de businesscase zijn in paragraaf 5.3.3.1 voldoende belicht, voor grondgebonden zonneparken gelden hierbij dezelfde termen. Het gehanteerde minimum rendement op eigen vermogen dat projectontwikkelaars willen ligt echter, zoals in paragraaf 5.4.2.4 behandeld werd net iets lager dan bij windprojecten.

Hieronder volgen de resultaten van de verschillende zon-op-land varianten.

5.4.3.1 *Z1: theoretisch maximum zon incl. gemeentegronden*

De kosten en baten van een theoretisch maximum invulling van het gebied waarbij ook de gemeentelijke gronden worden meegenomen is te zien in Tabel 17. De tabel toont het rendement (IRR) en de waarde (NPV) van het project voor een projectontwikkelaar vóórdat een grondvergoeding is uitgekeerd en kosten zijn gemaakt om aan aanvullende gemeentelijke randvoorwaarden te voldoen. Hierbij is sprake van een positieve businesscase na 20 jaar of meer. Echter zou bij 25 jaar de gemiddelde levensduur die zonnepanelen volgens de aannames van PBL meegaan worden overschreden, waardoor in dit geval jaar 15 en 20 inzichtelijk zijn gemaakt.

Tabel 17 Businesscase theoretisch maximum zon incl. gemeentegronden (417ha)

	15 jaar	20 jaar
Levensduur zonnepanelen	15 jaar	20 jaar
Project IRR	7,0%	6,7%
Equity IRR	4,6%	11,4%
Equity NPV	-€ 9.324.334	€ 9.564.597

5.4.3.2 *Z2: theoretisch maximum zon excl. Gemeentegronden*

Ook voor het theoretisch maximum aan invulling exclusief gebruik te maken van gemeentegronden is het rendement (IRR) en de waarde (NPV) berekend en in onderstaande tabel inzichtelijk gemaakt. Wederom is er hierbij sprake van een positieve businesscase na 20 jaar tijd, dit valt binnen de gemiddelde levensduur waar het PBL van uit gaat. Deze ligt al wel dicht bij de voor projectontwikkelaars minimaal te behalen 9% dan het eerdere scenario.

Tabel 18 Businesscase theoretisch maximum zon excl. gemeentegronden (208 ha)

	15 jaar	20 jaar
Levensduur zonnepanelen	15 jaar	20 jaar
Project IRR	6,6%	6,3%
Equity IRR	2,4%	10,1%
Equity NPV	-€ 7.026.521	€ 2.395.296

5.4.3.3 Z3: ondergrens bandbreedte zon

Bij een kleinere realisatie van een zonnepark ligt het rendement door de hoge netaansluitingskosten een stuk lager. Na schuiven in het businesscasemodel bleek dat bij een grondoppervlak van 76 hectare aan zonnepark de vereiste 9% rendement op eigen vermogen nog niet behaald wordt, en dit pas vanaf 25 jaar het geval is. Pas bij een grondoppervlakte van 150 hectare wordt de 9% rendement na 20 jaar levensduur behaald. Dat dit grondoppervlakte zo hoog ligt is te wijten aan de zeer hoge aansluitingskosten door de verre ligging van een hoogspanningsstation.

Tabel 19 Businesscase ondergrens bandbreedte zon (150 ha)

	15 jaar	20 jaar
Levensduur zonnepanelen	15 jaar	20 jaar
Project IRR	6,2%	5,9%
Equity IRR	0,2%	9,1%
Equity NPV	-€ 6.674.765	€ 119.814

5.5 Combinatie wind en zon

De combinatie van zon bij wind zorgt voor voordelen ten opzichte van netcongestie. De uitgangspunten voor de businesscase berekeningen van zowel zon en wind zijn hiervoor al uitgebreid aan bod gekomen. Om tot een combinatie te komen van de verschillende situaties is het handig om hiervoor een aantal verschillen aan te kaarten en aannames gelijk te trekken.

5.5.1 Baten

In paragrafen 5.3.1 en 5.4.1 zijn de inkomstenbronnen behorende bij wind- en zon-op-land aan bod gekomen. Voor wind wordt door PBL uitgegaan van een levensduur van 25 jaar, voor zon 20 jaar de levensduur is voor een combinatie gelijkgetrokken naar 25 jaar. Dit resulteert in de volgende inkomsten:

Tabel 20 Baten combinatie zon/wind

	Wind bij <6,75 m/s	Zon ≥20MWp
Basisbedrag SDE++ (jaar 1 t/m 15)	70,20 €/MWh	59,70 €/MWh
Lange termijnprijs (>jaar 15)	48,50 €/MWh	55,90 €/MWh

5.5.2 Uitgaven

Voor de uitgaven worden de investeringskosten (CAPEX) uit 5.3.2.1 en 5.4.2.1 gebruikt. Hierbij wordt het totaal van beide projecten samen berekend. Voor de netaansluitingskosten wordt uitgegaan van de geschatte kosten van €6.620.000 om een netaansluitingskabel aan te leggen naar de Pielis. In de

Operationele kosten (OPEX) wordt ook uitgegaan van de som van de totale OPEX kosten voor zon en wind.

5.5.2.1 *Financieringskosten*

Voor de businesscase van wind- en zonneparken gaat PBL uit van andere financiering. Voor de businesscaseberekening voor zon bij wind is het van belang om deze gelijk te trekken. Hierbij zijn de aannames van wind overgenomen.

In voorliggende analyse zijn wij ervan uitgegaan dat de combinatie van wind en zon als volgt wordt bekostigd:

- 75% inleg vreemd vermogen en 25% inleg eigen vermogen.
- 4% rente op vreemd vermogen.
- 10% rente op eigen vermogen.
- Lineaire aflossing in 15 jaar.

5.5.2.2 *Belasting*

Over het bedrijfsresultaat moet voor zon en wind een gelijke vennootschapsbelasting worden betaald. Dit bedraagt 25,8% van de belastbare winst. De afschrijving voor de banklening mag hiervan worden afgetrokken. Deze blijft in deze scenario's ook gelijk.

5.5.3 *Resultaten*

Hieronder volgen de resultaten voor de varianten met zowel zon als wind.

5.5.3.1 *ZW1: Theoretisch maximum incl. gemeenteground*

Uit de resultaten (Tabel 21) blijkt dat er bij 23 windturbines in combinatie met 365 hectare zon sprake is van een rendabele businesscase. Hierbij wordt jaarlijks winst gemaakt, en het gewenste rendement op eigen vermogen (Equity IRR) van 10%, wat voor een gemiddelde ontwikkelaar als wenselijk wordt beschouwd, wordt ruim behaald. De kosten voor een netaansluiting worden verdeeld over het zonnepark en het windpark. Echter valt ook op dat in vergelijking met het rendement op eigen vermogen bij enkel 23 windturbines en geen zonnenvelden (paragraaf 5.4.3.1), het rendement hier lager ligt. De bijkomende kosten voor het zonnepark lijken hierdoor dus een negatief effect te hebben op de businesscase.

Tabel 21 Businesscase theoretisch maximum Zon bij wind incl. gemeentegrounden (23 wtib; 365 ha)

	15 jaar	20 jaar	25 jaar
Looptijd van het project	15 jaar	20 jaar	25 jaar
Project IRR	7,0%	8,4%	9,0%
Equity IRR	10,8%	12,9%	13,7%
Equity NPV	€ 4.252.966	€ 19.457.672	€ 28.112.873

5.5.3.2 ZW2: Theoretisch maximum excl. Gemeentegrond

Ook voor de combinatie van 16 windturbines bij 208 hectare zon is er sprake van een positieve businesscase. Wederom is hier het rendement op eigen vermogen iets lager in vergelijking met de variant waarbij enkel de 16 windturbines gerealiseerd worden.

Tabel 22 Businesscase theoretisch maximum zon bij wind excl. gemeentegronden (16 wtB; 208 ha)

	15 jaar	20 jaar	25 jaar
Looptijd van het project	15 jaar	20 jaar	25 jaar
Project IRR	6,9%	8,3%	8,9%
Equity IRR	10,6%	12,7%	13,4%
Equity NPV	€ 2.081.448	€ 11.595.302	€ 17.009.186

5.5.3.3 ZW3: Ondergrens bandbreedte zon bij wind

Uit de resultaten blijkt na schuiven met de parameters dat een opstelling met 3 windturbines en 48 hectare zon een uiteenlopende businesscase oplevert. Hoe langer de windturbine en het zonnepark in bedrijf zijn, hoe hoger de winst. Bij een looptijd van 15 jaar wordt er jaarlijks onvoldoende winst gemaakt om het rendement van 10% op eigen vermogen te behalen. Een looptijd van 25 jaar leidt tot een positievere businesscase met een rendement op eigen vermogen van meer dan 10%.

Tabel 23 Businesscase ondergrens bandbreedte zon bij wind (3 wtB; 48 ha)

	15 jaar	20 jaar	25 jaar
Looptijd van het project	15 jaar	20 jaar	25 jaar
Project IRR	5,2%	6,7%	7,5%
Equity IRR	6,3%	9,3%	10,4%
Equity NPV	€ -2.701.614	€ -714.312	€ 416.385

5.6 Gevoeligheidsanalyse

Om te onderzoeken in welke mate een variatie in de aannames effect heeft op de uitkomsten van de businesscase is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. Om de gevoeligheid te onderzoeken is hiervoor voor de volledigheid een combinatie variant met zowel wind als zon. De gekozen variant hiervoor is de ondergrens van de bandbreedte zon bij wind (ZW3). Hierdoor worden de effecten van verschillende aannames goed meegenomen voor alle scenario's.

5.6.1 Netaansluiting

In de varianten van deze studie is uitgegaan van een aansluiting op het netstation Hapert en ontwikkeling van een windpark en zonneveld op een locatie te midden van het projectgebied de Pielis. Hierbij zijn de netaansluitingskosten ingeschat op €6,62 miljoen. De netaansluitingskosten zijn echter erg afhankelijk van het aansluitpunt en de exacte locatie van het zonneveld. Daarnaast geeft de netbeheerder aan dat aansluitingen van het benodigde formaat maatwerk zijn. Hierdoor kunnen de

aansluitkosten afwijken van de geschatte kosten. In deze gevoeligheidsanalyse wordt daarom onderzocht hoe de business case zou uitvallen als de netaansluitingskosten hoger (op €8,62 miljoen) of lager (op €4,62 miljoen) zouden uitvallen.

Tabel 24 Gevoeligheidsanalyse netaansluiting. De getallen tussen haakjes tonen een vergelijking met variant ZW3.

Netaansluitingskosten	Levensduur project	Project IRR	Equity IRR	Equity NPV
Laag (€4.620.000)	15 jaar	5,8% (+0,6%)	7,2% (+1,5%)	€ -1.582.538 (+€1.119.076)
	20 jaar	7,2% (+0,5%)	10,4% (+1,2%)	€ 406.472 (+€1.120.785)
	25 jaar	8,0% (+0,5%)	11,4% (+1,0%)	€ 1.538.341 (+€1.121.956)
Hoog (€8.620.000)	15 jaar	4,7% (-0,5%)	4,9% (-1,4%)	€ -3.820.691 (€ -1.119.076)
	20 jaar	6,2% (-0,5%)	8,2% (-1,1%)	€ -1.835.097 (€ -1.120.785)
	25 jaar	7,0% (-0,5%)	9,4% (-1,0%)	€ -705.571 (€ -1.121.956)

5.6.2 Elektriciteitsproductie windturbines

In voorliggend onderzoek is uitgegaan van het windturbinemodel Vestas V150 6MW, met een netto productie van 19 GWh/ jaar per windturbine. De keuze voor een bepaald windturbine model heeft ook effect op de businesscase. Zo zijn de kosten per windturbine door een hogere opbrengst hoger, maar is er ook sprake van meer inkomsten door een hogere opbrengst. Voor deze gevoeligheidsanalyse is daarom gekeken welk effect een ander model (Vestas V150 4.5 MW en de Vestas V172 7.2MW) met meer of minder netto productie heeft op de businesscase. Onderstaande tabel laat zien in hoeverre de resultaten van de business case berekening hierdoor afwijken.

Tabel 25 Gevoeligheidsanalyse totale netto productie per windturbine

Opwek	Levensduur project	Project IRR	Equity IRR	Equity NPV
V150 4.5MW (16,9 GWh/jaar/wtb)	15 jaar	6,3% (+1,0%)	9,0% (+2,6%)	€ -689.899 (+€ 2.011.716)
	20 jaar	7,7% (+1,0%)	11,4% (+2,1%)	€ 1.228.409 (+€1.942.721)
	25 jaar	8,4% (+0,9%)	12,3% (+1,9%)	€ 2.323.814 (+€ 1.907.428)
V172 7.2MW (23,8 GWh/jaar/wtb)	15 jaar	5,9% (+0,7%)	8,1% (+1,7%)	€ -1.584.328 (+€1.117.287)
	20 jaar	7,3% (+0,6%)	10,6% (+1,3%)	€ 634.202 (+€ 1.348.514)
	25 jaar	8,0% (+0,5%)	11,5% (+1,2%)	€ 1.897.495 (+€ 1.481.110)

Het valt op dat bij gebruik van verschillende windturbinevarianten een positief effect op de businesscase plaatsvindt. Dit komt doordat de kosten waarmee gerekend wordt afhankelijk zijn van het vermogen aan MW. Hier worden aannames van het PBL gehanteerd. De kosten voor daadwerkelijk gerealiseerde MWh zijn voor de twee andere varianten goedkoper. Waarbij de variant met het minste vermogen het beste rendement levert. Realisatie van een ander type windturbine kan daarom gunstiger zijn.

5.6.3 Verschillende aannames GWh/ha zon

Ook de hoeveelheid opwek uit het aandeel aan hectaren zon kan variëren. Wanneer er toch voor een extensievere variant of intensievere variant wordt gekozen heeft dit effect op de opwek van zonneparken. In de eerdere varianten is uitgegaan van 1,2 GWh/hectare, dit is een vrij hoge opwek en hiervoor zijn ideale

omstandigheden nodig, wanneer de opwek per hectare toch iets lager zou liggen (1 GWh/ha) of zonnepanelen in de toekomst efficiënter worden (1,3 GWh/hectare) heeft dit het volgende effect:

Tabel 26 Gevoeligheidsanalyse totale productie zonne-energie

Opwek	Levensduur project	Project IRR	Equity IRR	Equity NPV
Laag (1 GWh/ha)	15 jaar	5,1% (-0,1%)	6,1% (-0,2%)	-€ 2.653.938 (+€ 47.676)
	20 jaar	6,6% (-0,1%)	9,1% (-0,2%)	-€ 851.608 (€ -137.295)
	25 jaar	7,4% (-0,1%)	10,2% (-0,2%)	€ 173.513 (€ -242.872)
Hoog (1,3 GWh/ha)	15 jaar	5,2% (0,0%)	6,4% (+0,1)	-€ 2.725.268 (€ -23.654)
	20 jaar	6,8% (0,0%)	9,4% (+0,1)	-€ 645.480 (+€ 68.832)
	25 jaar	7,5% (0,0%)	10,5% (+0,1)	€ 538.006 (+€ 121.621)

5.6.4 Variatie verdeling wind vs zon

De verdeling aan opwek door wind en zon is in voorliggend rapport indien mogelijk gelijkgetrokken naar een 50% verdeling. Windturbines zijn in opwek efficiënter. Om tot dezelfde hoeveelheid opwek te komen van 1 Vestas V150 6.0 MW windturbine te komen is 16 hectare aan zonnepark nodig. Dit kan in praktijk niet altijd gerealiseerd worden. Daarom is ook gekeken naar een mogelijke variatie in deze verdeling en welk effect dit mogelijk zou hebben. Dit is weergegeven in Tabel 27. Hierbij blijkt bij realisatie van een lager percentage aan zonne-energie een licht negatief effect in te treden. De Equity NPV heeft echter tot jaar 15 een lichte stijging. Dit kan komen door het hogere subsidiebedrag voor wind-energie. Na het verstrijken van de subsidie periode ligt de langetermijnprijs voor wind echter onder de langetermijnprijs voor zon, waardoor een minder groot aandeel aan zonne-energie een lichte daling in het rendement inzet. Andersom is voor zonne-energie het SDE-basisbedrag lager waardoor de Equity NPV na 15 de eerste 15 jaar licht omlaag gaat, maar na het verstrijken van de subsidie periode is door het grotere aandeel zon een lichte stijging door de hogere lange termijn prijs.

Tabel 27 Gevoeligheidsanalyse verdeling zon bij wind

Verdeling	Levensduur project	Project IRR	Equity IRR	Equity NPV
30 hectare zon (66%wind;34% zon)	15 jaar	5,0% (-0,2%)	5,8% (-0,5%)	-€ 2.594.851 (+€ 106.764)
	20 jaar	6,5% (-0,2%)	8,7% (-0,5%)	-€ 1.023.735 (€ -309.423)
	25 jaar	7,2% (-0,2%)	9,9% (-0,5%)	-€ 130.587 (€ -546.972)
70 hectare zon (40% wind; 60% zon)	15 jaar	5,4% (+0,2%)	6,7% (+0,4%)	-€ 2.831.709 (€ -130.095)
	20 jaar	6,9% (+0,2%)	9,7% (+0,4%)	-€ 335.734 (+€ 378.578)
	25 jaar	7,7% (+0,2%)	10,8% (+0,4%)	€ 1.085.302 (+€ 668.916)

5.6.5 Wegvallen van SDE++ regeling

De resultaten van de verschillende varianten zijn gebaseerd op de huidige SDE++ bedragen. In het klimaatakkoord is afgesproken dat de SDE++ na 2025 zou ophouden te bestaan. Tot 2027 is er nog geen andere regeling om de realisatie van zon- en windparken te stimuleren. Daarom zal deze subsidie tot die tijd gehandhaafd worden. Mocht deze subsidie volledig wegvallen en enkel

sprake zijn van de langetermijn elektriciteitsprijs dan heeft dat gevolgen voor de businesscase van projecten in de Pielis (Tabel 28). Hierdoor wordt het beoogde rendement op eigen vermogen van 10% niet meer behaald.

Tabel 28 **Gevoeligheidsanalyse bij wegvallen SDE++ regeling**

	Levensduur project	Project IRR	Equity IRR	Equity NPV
Zonder SDE++	15 jaar	1,4% (-3,8%)	-6,1% (-12,4%)	-€10.094.443 (€-7.392.828)
	20 jaar	3,7% (-3,0%)	2,1% (-7,1%)	-€ 8.107.141 (€-7.392.828)
	25 jaar	4,9% (-2,6%)	4,5% (-5,8%)	-€ 6.976.443 (€-7.392.828)

Hoofdstuk 6 Conclusie

In dit rapport is een QuickScan uitgevoerd naar de ruimtelijke en financiële haalbaarheid van een zon- en/of windpark in de Pielis in de gemeente Bergeijk. In de analyse is uitgegaan van windturbines van 150/170 (rotordiameter/as-hoogte) en zonneparken met een productiviteit van 1,2 GWh/ha. Hierbij is gekeken naar zowel de mogelijkheden waarbij grond in eigendom van de gemeente kan worden gebruikt als varianten waarbij de grond in eigendom van de gemeente niet kan worden gebruikt. Er blijkt uit de ruimtelijke analyse technische ruimte aanwezig te zijn voor een theoretisch maximum van 23 windturbines bij gebruik van gemeentelijke gronden. Zonder gemeentelijke gronden is dit een maximum van 16 windturbines. Voor zonneparken blijkt een maximale inpassing van 417 hectare het theoretisch maximum inclusief gemeentegrond. Zonder gemeentelijke gronden is dit een maximum van 208 hectare.

In het kader van netcongestie geniet inpassing van wind in combinatie met zonne-energie de voorkeur vanwege het contrasterende opwekprofiel. Hierdoor kan eenzelfde aansluiting worden gebruikt wat resulteert in minder verzwaring van het elektriciteitsnet en gedeelde kosten voor de lange afstand die afgelegd dient te worden. Maar ook voor individuele varianten blijken er voldoende mogelijkheden. Wel is bij realisatie een groot project nodig; Bij wind moeten dit minstens 6 windturbines zijn om tot het beoogde rendement te komen. Voor een zonnepark is 150 hectare aan zonnepanelen nodig. Wanneer er sprake is van combinatie van zon bij wind kan daarmee een energielandschap worden gevormd en past dit beter binnen de netcongestie problematiek.

De uitgevoerde businesscase gaat uit van aannames van het PBL, projectontwikkelaars kunnen eventueel genoeg nemen met minder rendement op eigen vermogen, dit kan hierdoor de businesscase beïnvloeden. Wel is er middels een gevoeligheidsanalyse gekeken naar variaties in de aannames door bijvoorbeeld een ander windturbintype of variërende kosten voor een netaansluiting.



Bosch & van Rijn
experts in duurzame energie

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

