

OVERZICHT BIJLAGEN

0. Literatuurlijst en Gebruikte afkortingen en begrippen
1. Locatieonderbouwing windpark DDM – OM
2. Verkennende studie inrichtingsalternatieven
3. Akoestisch en slagschaduw onderzoek
4. Natuurtoets Bureau Waardenburg
5. Onderzoek Vliegbewegingen ganzen en zwanen
6. Onderzoek Vleermuizen in Noordoost-Drenthe
7. Viewshed rapportage
8. Fotovisualisatie rapport
9. Archeologisch bureauonderzoek
10. Notitie gesprek Waterschap
11. Onderzoek Waterhuishouding
12. Onderzoek externe veiligheid
13. Onderzoek radarverstoring TNO
14. Onderzoeken en correspondentie Luchtvaart
 - a. Ministerie van Defensie
 - b. Inspectie Leefomgeving en Luchtverkeersleiding
 - c. Notitie zweefvliegen
15. Energieopbrengst berekeningen
16. Onderzoek LOFAR – Pager Power
17. Notitie VKA natuurtoets Bureau Waardenburg
18. Landschapvisie Windenergie Veenkoloniën
19. Kaartbijlage
20. Economische effecten analyse
21. Karterend booronderzoek archeologie – ArcheoPro
22. Passende Beoordeling
23. Notitie stikstofdepositie

BIJLAGE 12





709022
13-07-2015

ANALYSE EXTERNE
VEILIGHEID
WINDPARK DDM / OM

Vereniging Windpark
Oostermoer, Raedthuys
Windenergie BV, Duurzame
Energieproductie Exloërmond
BV

definitief v3



Postbus 579
7550 AN Hengelo
Telefoon (074) 248 99 40

Documenttitel	Analyse externe veiligheid Windpark DDM / OM
Soort document	definitief v3
Datum	13-07-2015
Projectnummer	709022
Opdrachtgever	Vereniging Windpark Oostermoer, Raedthuys Windenergie BV, Duurzame Energieproductie Exloërmond BV
Auteur	Bouke Vogelaar, Pondera Consult
Vrijgave	Eric Arends, Pondera Consult

INHOUDSOPGAVE

1	Inleiding	1
1.1	Onderzoeksubjecten	1
2	Effectbeoordeling	8
2.1	Bebouwing - (beperkt) kwetsbare objecten	8
2.2	Wegen	9
2.3	Vaarwegen	10
2.4	Spoorwegen	10
2.5	Industrie en inrichtingen	11
2.6	Ondergrondse transportleidingen	15
2.7	Hoogspanningsnetwerk	16
2.8	Dijklichamen en waterkeringen	17
3	Voorkeursalternatief	19
3.1	Inleiding	19
3.2	Eigenschappen windturbine voorkeursalternatief	20
3.3	Analyse VKA	21
3.4	Bebouwing	21
3.5	Wegen, spoorwegen en vaarwegen	23
3.6	Industrie en inrichtingen	23
3.7	Ondergrondse transportleidingen	26
3.8	Hoogspanningsnetwerk	27
3.9	Dijklichamen en waterkeringen	28
bijlage 1	Reactie Tennet	29
bijlage 2	Reactie NAM	31

1 INLEIDING

Ten behoeve van het Milieu Effect Rapport dat wordt opgesteld voor "Windpark De Drentse Monden-Oostermoer" (vanaf nu genaamd 'het MER') en de benodigde vergunningen en rijksinpassingsplan is een analyse uitgevoerd van het aspect externe veiligheid. Hierbij zijn de verschillende windparkopstellingen zoals opgenomen in het MER, beschouwd. Het betreft twee verschillende opstellingsalternatieven en een voorkeursalternatief. De opstellingsalternatieven zijn getoetst aan huidige wet- en regelgeving met behulp van de toetsingsafstanden en aan de toetsafstanden en berekeningen zoals opgenomen in het Handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1) (vanaf nu genaamd 'het handboek') van de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO). In onderhavig onderzoek wordt, aan de hand van verschillende toetsingsafstanden, geanalyseerd wat de te verwachte effecten op de veiligheid van de omgeving zijn. Overigens houdt het inpassingsplan rekening met een schuifruimte van 15 meter aan weerszijden van de turbinepositie, langs de opstellingslijnen. Op plaatsen waar dit niet mogelijk is om diverse redenen waaronder de externe veiligheid, is deze schuifruimte beperkt. De schuifruimte heeft geen effect op de afwegingen en conclusies in dit rapport.

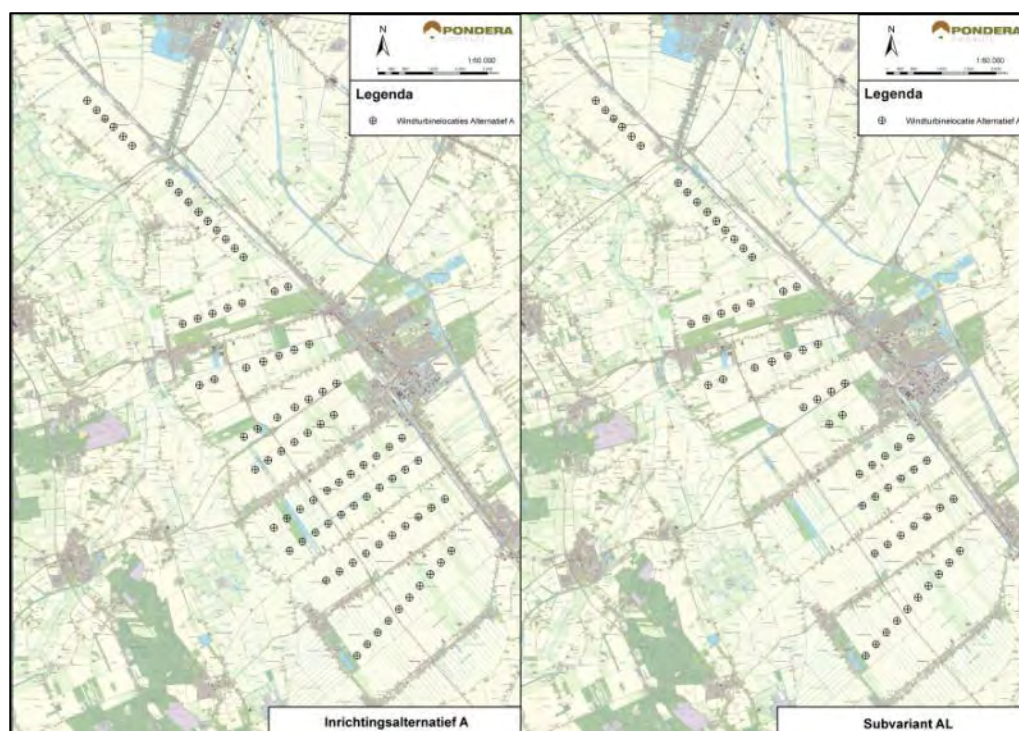
1.1 Onderzoeksubjecten

1.1.1 Opstellingsalternatieven

De verschillende opstellingsalternatieven uit het MER zijn:

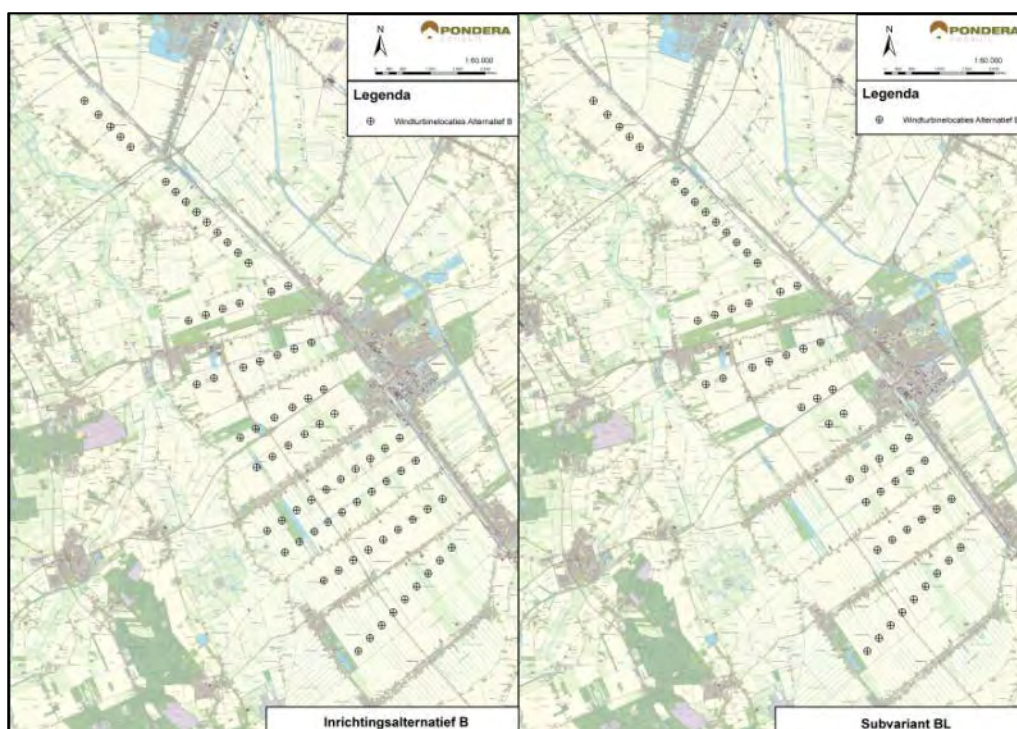
- Alternatief A: 85 windturbines, gebruik makend van 'kleine' turbines met een ashoogte van 119 meter en een rotordiameter van 112 meter. Als voorbeeldturbine wordt in het MER een Vestas V112 gebruikt.

Figuur 1.1 Alternatief A en variant AL



- Alternatief B: 77 windturbines, gebruik makend van 'grote' turbines met een ashoogte van 139 meter en een rotordiameter van 122 meter. Als voorbeeldturbine wordt hier een Senvion 3M-122 gebruikt.

Figuur 1.2 Alternatief B en variant BL



Daarnaast is er binnen elke van deze twee alternatieven één variant ontwikkeld. Dit zijn varianten AL en BL met gelijke turbintypes en turbine locaties als in alternatieven A en B, maar de turbines binnen de zogenoemde LOFAR zone II zijn komen te vervallen. De varianten AL en BL kennen (voor de windturbines die niet vervallen) identieke effecten ten opzichte van de alternatieven A en B. De effecten van varianten AL en BL worden daarom niet nader gespecificeerd in deze notitie, maar worden kleiner of gelijk geacht aan de effecten van alternatieven A en B.

1.1.2 Bepaling maximale generieke werpafstanden (identificatieafstand)

Om te analyseren welke objecten of infrastructuren nabij de windturbines mogelijk effect ondervinden en dus onderzocht moeten worden, adviseert het handboek een identificatieafstand. Deze identificatieafstand is volgens het handboek gebaseerd op de maximale generieke werpafstand die plaatsvindt bij een toerental van tweemaal het nominale toerental (vanaf nu genaamd 'overtieren').

In Tabel 2 "Generieke waarden voor werpafstanden" uit het Handboek (blz 21) is te vinden dat alternatief A, uitgaande van een windturbine uit IEC2 klasse, een werpafstand bij overtieren heeft van 667 meter. De generieke werpafstand bij overtieren van alternatief B bij een ashoogte van 140 meter¹ dient te worden geëxtrapoleerd uit de waarden van Tabel 2, aangezien de tabel uitgaat van een maximale ashoogte van 120 meter. Dit is bepaald met de volgende formule (gebaseerd op lineaire relatie tussen waarden in Tabel 2²).

Werpafstand bij overtieren (IEC-2 / 90 meter HH / 4 MW) = 641 meter

Werpafstand bij overtieren (IEC-2 / 120 meter HH / 4 MW) = 667 meter

Voor een turbine met een ashoogte van 140 meter geldt dan:

$$\frac{(667 - 641)}{(120 - 90)} * 20 + 641 = 685 \text{ meter}$$

Verderop in het document is ook de generieke werpafstand bij nominaal toerental benodigd.

Voor alternatief A bedraagt deze waarde 231 meter en voor alternatief B bedraagt dit:

Werpafstand bij nominaal toerental (IEC-2 / 90 meter HH / 4 MW) = 231 meter

Werpafstand bij nominaal toerental (IEC-2 / 120 meter HH / 4 MW) = 213 meter

Voor een turbine met een ashoogte van 140 meter geldt dan:

$$\frac{(231 - 213)}{(120 - 90)} * 20 + 213 = 243 \text{ meter}$$

1.1.3 Bepaling specifieke effectafstanden voorbeeld windturbines

De generieke afstanden worden gebruikt als eerste analyse om te kijken welke objecten in de omgeving van de windturbines onderzocht dienen te worden. Indien dit nodig is zal gebruik worden gemaakt van de specifieke effectafstanden van de voorbeeldwindturbintypes die gebruikt worden in het MER en bij de bepaling van het VKA. Dit geeft een beter beeld van de risico's die ook in de praktijk nog kunnen optreden. Deze specifieke effectafstanden van de windturbines zijn bepaald met behulp van de gegevens in Tabel 1.1.

¹ In alternatief A is gerekend met 139 meter, dit is voor de analyse van de generieke werpafstand afgerond naar 140 meter.

² Deze waarden zouden ook berekend kunnen worden met behulp van generieke windturbine eigenschappen conform bijlage C van het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1). Gezien de grofheid (en ruimte) van de identificatieafstand is dit niet benodigd.

Tabel 1.1 Effectafstanden en eigenschappen van voorbeeld windturbines

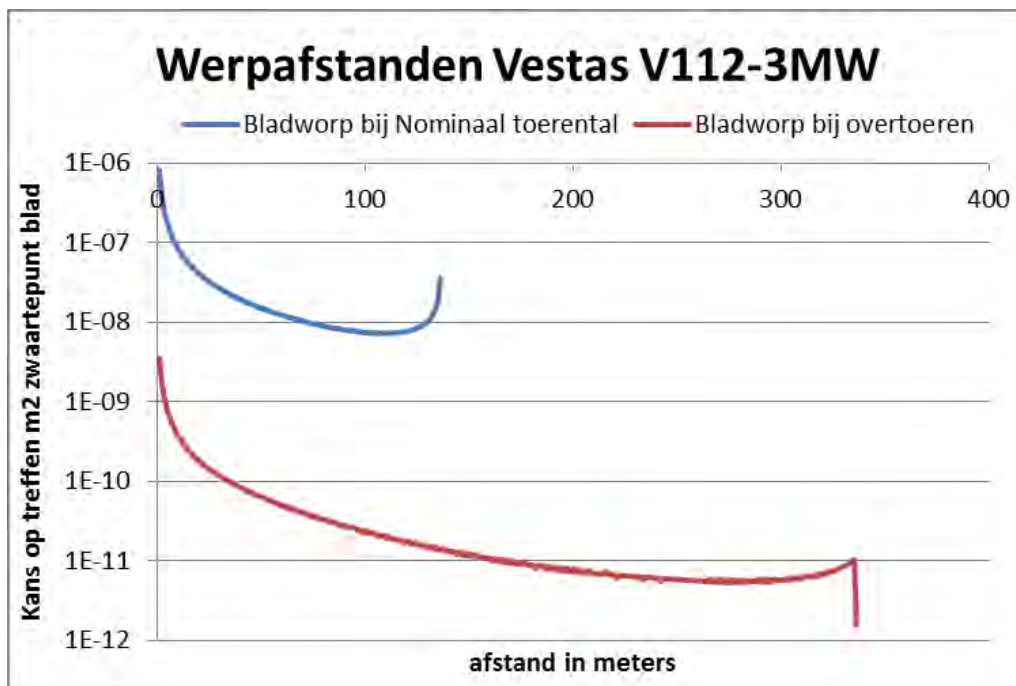
Scenario	Alternatief A	Alternatief B
Windturbine type	Vestas V112	Senvion 3M122
Vermogen	3 MW	3 MW
Ashoogte	119 meter	139 meter
Rotordiameter	112 meter	122 meter
Bladlengte	54,65 meter	59,80 meter
Nominaal toerental	12,8 rpm	11,2 rpm
Zwaartepunt blad	18,2 meter*	19,9 meter*
Wiekoverslag	56 meter	61 meter
Bladworp bij nominaal toerental	136 meter	138 meter
Bladworp bij overtoeren (2x nominaal)	336 meter	331 meter
Tiphoogte	175 meter	200 meter
Gegevens afkomstig uit	"General specification V112-3.0 MW", 08-2011)	"Windpro WTG Catalogue" Source date on 19-11-2013

* Bepaald op $1/3^e$ van de bladlengte

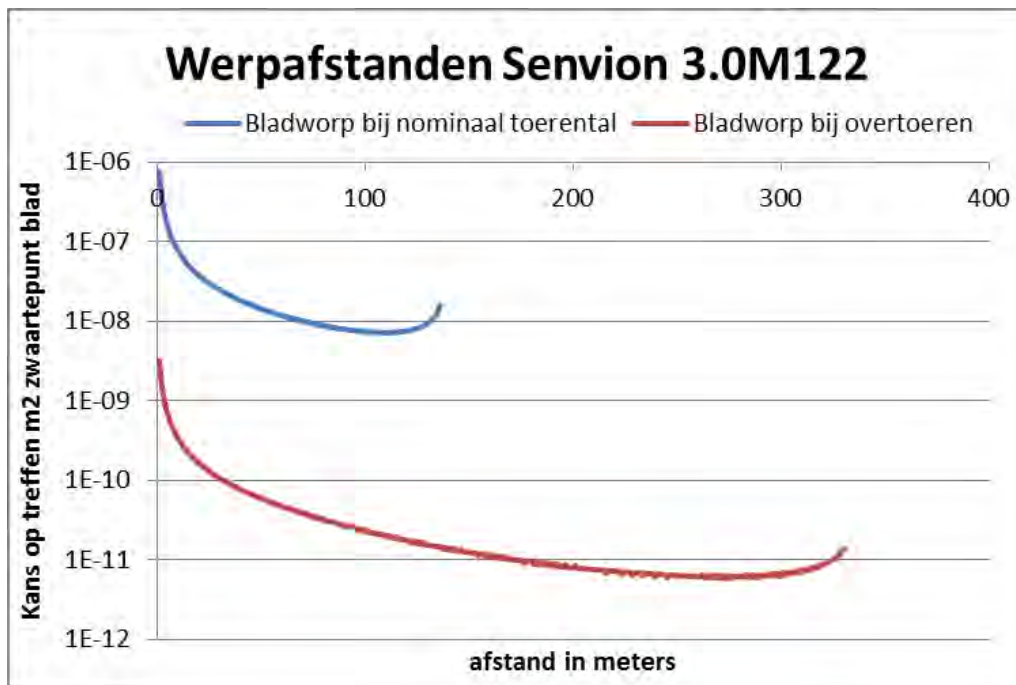
Kans op treffen bij bladworp

Voor de situatie rondom bladworp (zie Tabel 1.1) zijn de trefkansen van het zwaartepunt van het blad voor een vierkante meter op een bepaalde afstand van de windturbine berekend conform kogelbaanmodel zonder luchtkrachten zoals beschreven in bijlage C van het Handboek risicozonering windturbines 2014 v3.1. De resulterende waarden zijn weergegeven in onderstaande figuren.

Figuur 1.3 Kans op treffen zwaartepunt blad bij bladworp per vierkante meter voor Vestas V112-3.0 MW op 119 meter ashoogte



Figuur 1.4 Kans op treffen zwaartepunt blad bij bladworp per vierkante meter voor Senvion 3.0M122 op 139 meter ashoogte



1.1.4 Te beoordelen categorieën

De volgende categorieën van objecten worden beoordeeld.

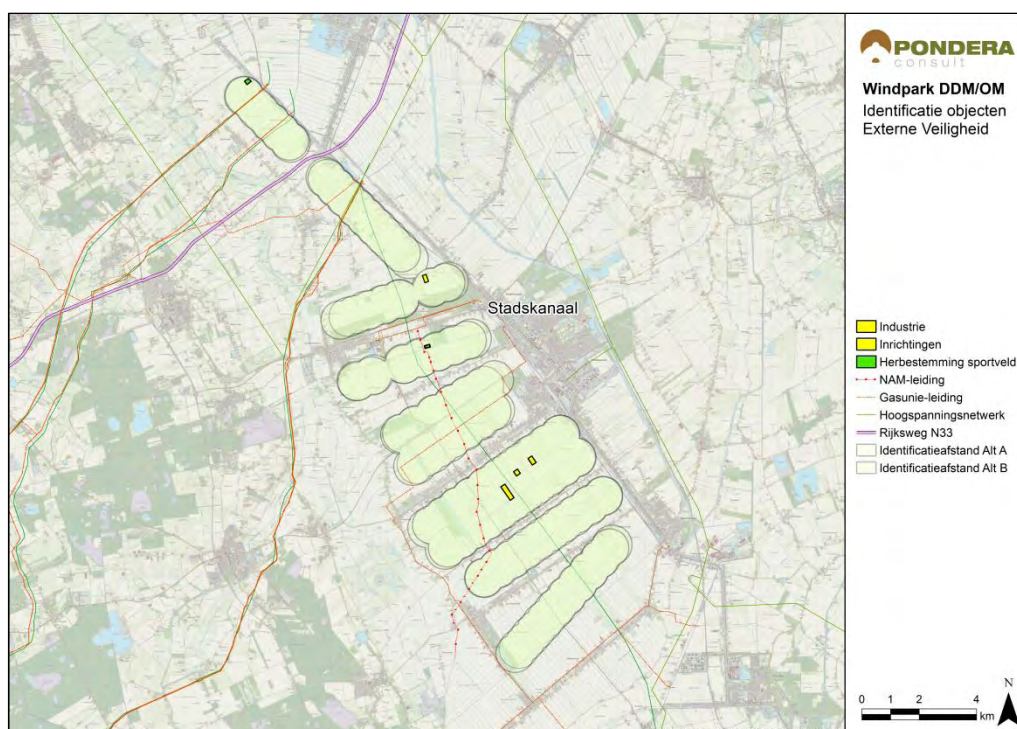
- Bebouwing
- Wegen
- Vaarwegen
- Spoorwegen
- Industrie en inrichtingen
- Buisleidingen
- Hoogspanningsinfrastructuur
- Dijklichamen en waterkeringen

Deze categorieën worden in hoofdstuk 2 afzonderlijk beoordeeld en beschreven.

Identificatie van objecten

Alle objecten binnen de generieke maximale werpafstanden bij overtoeren (zie 1.1.2) zijn geïdentificeerd. Dit is weergegeven in onderstaand figuur.

Figuur 1.5 Identificatie van objecten t.b.v. Externe Veiligheid



2 EFFECTBEOORDELING

2.1 Bebouwing - (beperkt) kwetsbare objecten

In het handboek wordt aangegeven dat in artikel 3.15a lid 1 van het Activiteitenbesluit is aangegeven dat het plaatsgebonden risico (PR) voor een *kwetsbaar* object niet hoger is dan 10^{-6} per jaar bij plaatsing van een windturbine. Het maximale plaatsgebonden risico voor een *beperkt kwetsbaar* object is 10^{-5} per jaar. Op basis van de generieke gegevens (paragraaf 1.1.2) is de maximale toetsafstand voor kwetsbare objecten 231 meter voor alternatief A en 243 meter voor alternatief B. De toetsafstand voor beperkt kwetsbare objecten wordt bepaald op basis van de halve rotordiameter, respectievelijk 56 en 61 meter. Deze toetsafstanden zijn gebaseerd op paragraaf 4.1 uit het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1).

Tabel 2.1 Toetsafstand plaatsgebonden risico contouren

	Alternatief A	Alternatief B
PR 10^{-6} per jaar	231 meter	243 meter
PR 10^{-5} per jaar	56 meter	61 meter

Er zijn geen kwetsbare objecten aanwezig binnen de toetsafstanden voor kwetsbare objecten in beide alternatieven A en B.

Er zijn geen beperkt kwetsbare objecten aanwezig binnen de toetsafstanden voor *beperkt kwetsbare objecten* in beide alternatieven A en B.

Bestemmingsplannen

In het bestemmingsplan “Boeren Nieuw-Buinen” vastgesteld op 21 juni 2012 worden drie bedrijven mogelijk gemaakt aan de Zuidelijke Tweederde weg. Deze bedrijven (kunnen) worden geplaatst op beperkte afstand van de windturbines. De bedrijven zijn eigendom van initiatiefnemers van het te plaatsen windpark. Er wordt vanuit gegaan dat deze initiatiefnemers eventuele risico's van de windturbines op hun eigen bedrijfsgebouwen en/of woningen acceptabel achten.

Bovendien kan uit het beeldkwaliteitsplan (bijlage bij het bestemmingsplan), worden afgeleid waar op het perceel de gebouwen bedoeld voor bewoning zijn geprojecteerd. Hieruit blijkt dat de woongedeelten van deze drie bedrijven ruim buiten de toetsafstanden voor kwetsbare objecten zal zijn gelegen (zie Figuur 2.1). De bedrijfsgebouwen zijn tevens voorzien op locaties die zijn gelegen buiten de toetsafstand voor beperkt kwetsbare objecten. Een visuele weergave is te zien in onderstaand figuur.

Figuur 2.1 Agrarische bedrijven Nieuw-Buinen



Ook wanneer rekening gehouden wordt met bestemde, maar nog te ontwikkelen bedrijven, kan het voorgenomen windpark voldoen aan de toetsingsafstanden voor beperkt kwetsbare en kwetsbare objecten. Formeel is in het activiteitenbesluit niet benodigd om rekening te houden met nog niet bestaande objecten.

Sportcomplex Annerveenschekanaal

Het nieuwe sportcomplex aan de Annerveenschekanaal bevindt zich op een afstand van meer dan 400 meter en is zodoende niet gelegen binnen de $PR10^{-6}$ of $PR10^{-5}$ contour van de windturbines. De ontwikkeling van gebouwen op dit terrein wordt niet gehinderd door plaatsing van windturbines.

2.2 Wegen

Wegen kunnen worden ingedeeld in rijkswegen, provinciale wegen, gemeentelijke wegen en private wegen. Windturbines geplaatst op (of nabij) eigendommen van Rijkswaterstaat (rijkswegen) vallen onder de beleidsregel van Rijkswaterstaat³. Voor alle wegen die geen eigendom zijn van Rijkswaterstaat zijn geen algemene externe veiligheidsnormen van toepassing. Rijkswaterstaat hanteert een afstandseis voor windturbines van minstens een halve rotordiameter uit de rand van de verharding voor vergunningverlening. Indien de windturbines zich binnen de werpafstand bij nominaal toerental van de rand van de weg bevinden is tevens een berekening van het Individueel Passanten Risico (IPR) en Maatschappelijk Risico (MR) benodigd. Er zijn geen regels van toepassing voor andere wegen dan rijkswegen.

³ Ministerie van Verkeer en Waterstaat, Directoraat-generaal Rijkswaterstaat, "Beleidsregel voor het plaatsen van windturbines op, in of over rijkswaterstaatwerken, Staatscourant 2 juli 2002, nr. 123 / pag.13

Voor alternatief A en alternatief B zijn slechts enkele wegen met zeer lokaal bestemmingsverkeer aanwezig binnen een afstand van een halve rotordiameter. Er zijn geen rijkswegen aanwezig binnen de identificatieafstand van de windturbines. Er kan worden voldaan aan de beleidsregels en uiteindelijke toetsingsnormen van Rijkswaterstaat. Indien voor de lokale wegen wordt aangesloten bij de beoordelingsmaat voor rijkswegen dan geldt dat er binnen het effectgebied van de windturbines bevinden enkel wegen aanwezig zijn met een beperkte tot zeer beperkte verkeersintensiteit. Door deze beperkte verkeersintensiteit, en mede de zeer kleine kans van het falen van een windturbine, wordt geconcludeerd dat het risico voor passanten op deze lokale wegen door plaatsing van windturbines verwaarloosbaar klein is. De rijksweg N33 waarover volgens het Basisnet Weg⁴ transport van gevaarlijke stoffen kan plaatsvinden is gelegen buiten de identificatieafstand. Eventuele effecten voor deze weg zijn hiermee uitgesloten en nader onderzoek is niet benodigd.

De N374 is een provinciale weg en is zodoende niet opgenomen in het basisnet Weg voor rijkswegen. De hoeveelheid gevaarlijk transport over deze weg is beperkt (ca. 2200 LF1+LF2). Volgens de laatste informatie in de risicokaart⁵ vindt over dit traject enkel vervoer plaats van LF1 en LF2 stoffen. Dit zijn vloeibare stoffen met een hoge brandbaarheid zoals diesel en benzine. De 1% letaliteitsafstand van deze brandstoftransporten is circa 45 meter⁶. De woning die het meest dichtbij is gelegen bij een wegdeel dat geraakt zou kunnen worden door een windturbine is gelegen op een afstand circa 550 meter. Op deze afstand is het uitgesloten dat de bewoners een risico ondervinden van het treffen van een gevaarlijk transport op de N374 door een windturbineonderdeel.

2.3 Vaarwegen

Voor rijkswaterwegen wordt plaatsing van windturbines toegestaan op een afstand van ten minste 50 meter uit de rand van de waterweg of de halve rotordiameter. Daar binnen is plaatsing mogelijk als er een risicoanalyse is uitgevoerd en geconcludeerd kan worden dat er geen verstoring optreedt van wal- en scheepsradar (Ministerie van Verkeer en Waterstaat, Beleidsregel voor het plaatsen van windturbines op, in of over rijkswaterstaatswerken, 2 juli 2002). Het Stadskanaal/Oosterdiep is een recreatieve lokale vaarweg (CEMT-klasse 0) en is zodoende alleen bestemd voor kleinere vaartuigen. Een dergelijke vaarweg wordt niet gebruikt voor het vervoer van gevaarlijke stoffen en hier gelden geen risicoafstanden of -contouren. De windturbines zijn gelegen op meer dan 500 meter van de vaarweg. Plaatsing van windturbines voegt geen significant risico toe aan de aanwezige vaarwegen.

2.4 Spoorwegen

Spoorwegen in Nederland vallen onder de verantwoordelijkheid van Railinfrabeheer. Zij stellen dat de afstand tussen de spoorweg en de windturbine(s) minimaal een halve rotordiameter + 7,85 meter moet zijn. In het plangebied zijn binnen de identificatieafstand geen reguliere spoorwegverbindingen aanwezig. Wel is een historische spoorlijn S.T.A.R. aanwezig tussen Veendam en Musselkanaal. Deze museumspoorlijn bevindt zich binnen de identificatieafstand,

⁴ Basisnet weg, Versie 1.0 van april 2015, te raadplegen via: <http://212.159.219.94/viewer/app/Risicokaart-Basisnet>.

⁵ Rapport genaamd: "Rapportbeschrijving:727 - N374-Provinciegrens – Borger", identificatie: 2007073001/04 PBp

⁶ Conform Tabel 4.2 uit de Handleiding Risicoanalyse Transport, Rijkswaterstaat, versie 1.0 van 17 juni 2014.

maar op zeer grote afstand (> 400 meter) van de geplande windturbines. Er wordt dus voldaan aan de afstandseis voor spoorwegen. Er worden geen effecten verwacht.

2.5 Industrie en inrichtingen

De volgende inrichtingen zijn geïdentificeerd binnen de identificatieafstand.

2.5.1 Biovergister, Gasselterboerveenschemond 18

Op het adres Gasselterboerveenschemond 18 bevindt zich een biovergistingsinstallatie. Deze installatie bevat zes opslagtanks waarin de biovergisting plaatsvindt en wordt beschouwd als categoriale inrichting onder het Bevi. Omdat zich woningen van derden in de omgeving bevinden, is een nadere analyse uitgevoerd.

Van een dergelijke opslagtank is niet bekend wat de kans is op falen (intrinsieke faalfrequentie). Als conservatieve aanname wordt de intrinsieke faalfrequentie daarom gelijk gezet aan het volledig falen van een bovengrondse opslagtank voor gas onder druk. Een dergelijke opslagtank heeft een intrinsieke kans op volledig falen van 5×10^{-7} per jaar. De opslagvaten van de biovergistingsinstallatie bevinden zich op een afstand van 337 en 325 meter van de dichtstbijzijnde windturbines van alternatief A en alternatief B.

De specifiek berekende maximale werpafstand bij overtoeren voor alternatief A is 336 meter (zie Figuur 1.3). Het meest dichtbijgelegen opslagvat zal niet geraakt worden bij toepassing van alternatief A. De andere opslagvaten zijn gelegen buiten de maximale effectafstand en zullen geen additioneel risico ondervinden.

De specifiek berekende maximale werpafstand bij overtoeren voor alternatief B is 331 meter (zie Figuur 1.4). Dit betekent dat een oppervlakte van 71,4 m² van de opslagtank geraakt zou kunnen worden door het zwaartepunt van het blad. In deze analyse wordt ervanuit gegaan dat de opslagtank alleen volledig faalt als het zwaartepunt van het blad op de tank valt.

De uiteindelijke kans is opgebouwd uit drie deeltansen:

1. Kans dat het blad in de richting van de tank wordt geworpen
2. Kans dat het blad terecht komt op een afstand tussen 325 en 331 meter (afstand waar de tank zich bevindt ten opzichte van de windturbine)
3. Kans op een calamiteit die ervoor zorgt dat bladworp optreedt.

Deze kansen zijn hieronder gespecificeerd.

Richting

De kans dat het blad in de richting van de opslagtank wordt geworpen is: 3,63 graden / 360 graden = 1%

Afstand

De kans dat het blad neerkomt op een afstand tussen 325 en 331 meter is berekend met de berekeningen voor de bladworp en bedraagt 2,6% (zie Figuur 1.4).

Kans op bladworp

De kans dat een blad wordt afgeworpen bij overtoeren kan worden afgeleid uit het Handboek en is 5×10^{-6} .

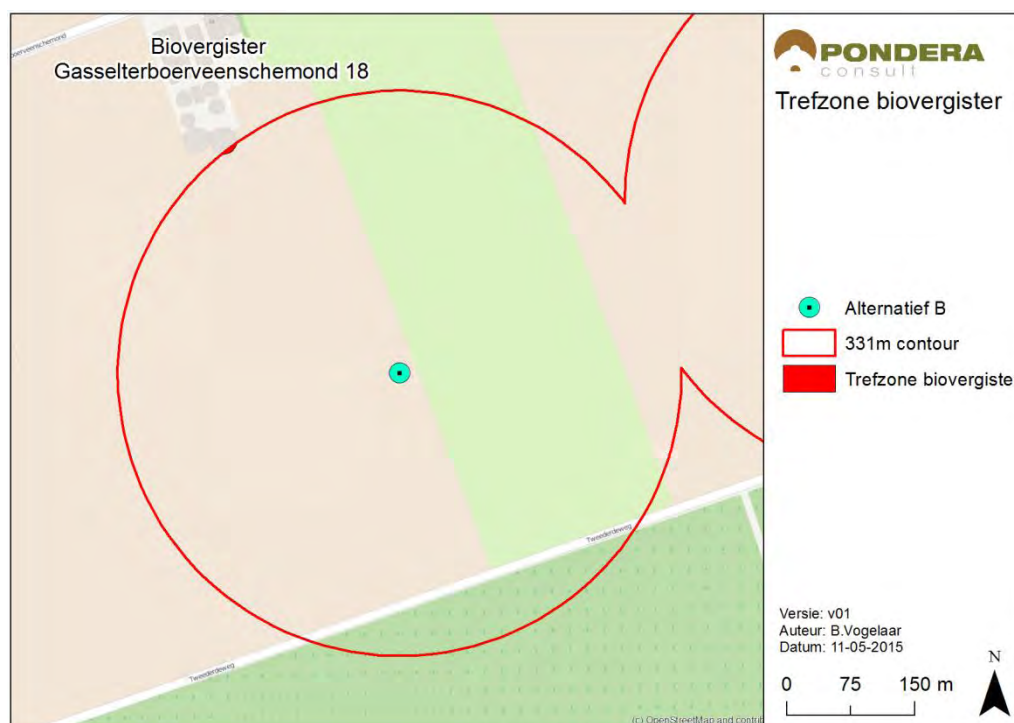
Totaalkans

De kans dat het blad neerkomt op de opslagtank bedraagt daarmee:

$$0,01 \text{ (richting)} * 0,026 \text{ (afstand)} * 5 * 10^{-6} \text{ (kans op bladworp)} = \mathbf{1,3 \times 10^{-9} \text{ per jaar.}}$$

Ten opzichte van de intrinsieke faalkans van de opslagtank (5×10^{-7} per jaar) bedraagt dit additionele risico slechts 0,26%. Het additionele risico is daarmee verwaarloosbaar. Nader onderzoek voor alternatief B is niet benodigd.

Figuur 2.2 Trefzone biovergister Gasselterboerveenschemond



2.5.2 Gaswinningslocatie NAM aan de Gasselternijveenschedreef

Aan de Gasselternijveenschedreef is een gaswinningslocatie van de NAM gelegen. Deze locatie bevat verschillende installaties waarmee gas wordt gewonnen, tijdelijk wordt opgeslagen en/of wordt getransporteerd. De installaties zijn bovengronds. Het terrein van de locatie bevindt zich binnen de identificatieafstand van de windturbines.

Omdat niet exact bekend is welke installaties zich op het terrein bevinden, wordt een worst case scenario gehanteerd. Dit scenario gaat uit van een bovengrondse gasopslagtank geplaatst op de rand van het terrein met een omvang van 20 bij 10 meter. Een dergelijke tank heeft een intrinsieke kans op volledig falen van 5×10^{-7} per jaar.

Alternatief A

De geprojecteerde gastank is in dit scenario gelegen op 288 meter tot 310 meter van alternatief A. Er wordt vanuit gegaan dat de gastank volledig faalt indien het zwaartepunt van het blad op de tank valt.

De trefkans op deze afstand bedraagt maximaal $6,1 \times 10^{-12}$ per m². Op basis van de oppervlakte van het object bedraagt de trefkans van de gastank dan circa **$1,2 \times 10^{-9}$ per jaar**.

Alternatief B

Bij alternatief B is de geprojecteerde gastank gelegen op 298 tot 321 meter. De maximale trefkans op deze afstand bedraagt $9,1 \times 10^{-12}$ per m² (zie Figuur 1.4). Op basis van de oppervlakte van het object bedraagt de trefkans van de gastank dan circa **$1,8 \times 10^{-9}$ per jaar**.

Uitgaande van een intrinsieke faalkans voor geheel falen van een gasopslag van 5×10^{-7} per jaar is de risicotoevoeging van alternatief A (0,24%) en alternatief B (0,36%) verwaarloosbaar klein. De aanwezigheid van de windturbines voegt geen significant risico toe aan de installaties van de NAM⁷.

2.5.3 Bio energiecentrale van “Boeren Nieuw-Buinen”

Aan de Zuidelijke Tweederdeweg nummer 20 is bij een (toekomstig) pluimveebedrijf een bio-energiecentrale gepland op het zuidelijk deel van het terrein. Volgens de informatie uit het bestemmingsplan en de bijlagen zal hier een bio-vergistingsinstallatie worden geplaatst inclusief warmtekracht koppeling (WKK) installatie om warmte en/of elektriciteit op te wekken. Een dergelijke installatie (genaamd Bio-energiecentrale) bevat biogas opslag en andere mogelijke risicovolle installaties en objecten. Dit is een categoriale inrichting volgens het Bevi.

Voor deze locatie geldt dat het dichtstbijzijnde woongebouw (kwetsbaar object) is gelegen aan de Tweederde weg, aan de noordwestzijde van het erf op een afstand van minimaal 300 meter vanaf waar het biogas wordt opgeslagen of verwerkt. Dit woongebouw is eigendom van de initiatiefnemer van de biogasvergister. Deze eigenaar is tevens mede-initiatiefnemer in het windpark. Op basis van beschikbare informatie zal het terrein een indeling verkrijgen zoals weergegeven in Figuur 2.3.

Er bevinden zich geen woningen van derden in de omgeving.

⁷ Hierover heeft op 19 juni 2015 overleg plaatsgevonden met de NAM.

Figuur 2.3 Weergave plaatsing Bio-energiecentrale Zuidelijke Tweederdeweg 20



Effectbeoordeling

In het Bevi is voor categoriale inrichtingen een vaste afstand bepaald. De plaatsgebonden risicocontour van 10^{-6} per jaar voor een grootschalige biovergistingsinstallatie is maximaal 50 meter gemeten vanaf het midden van de gasopslag/vergister. Dit betekent dat de afstand tussen de installatie en een kwetsbaar object (in dit geval het woonhuis) 50 meter moet bedragen. Deze afstand tussen de bio-energiecentrale en het woonhuis bedraagt in dit geval meer dan 300 meter en is op dit moment ruim voldoende.

De windturbine veroorzaakt echter een risicotoevoeging aan de installatie, waardoor de plaatsgebonden risicocontour van 10^{-6} per jaar groter zal worden. Deze contour kan echter nooit groter worden dan de maximale effectafstand van de installatie. Op basis van het document 'Effect- en risicoafstanden bij de opslag van biogas', van het RIVM¹, is bepaald dat de maximale effectafstand voor de grootst mogelijke installatie (worst case) 210 meter bedraagt.

Dit betekent dat de maximale effectafstand (en dus maximale PR 10^{-6} per jaar) nooit tot het op het perceel aanwezige kwetsbare object (woonhuis) zal reiken. Daarmee leidt de windturbine niet tot additionele veiligheidsrisico's.

Er is geen additioneel risico aanwezig als gevolg van plaatsing van de windturbines nabij de bio-energiecentrale aan de Zuidelijke Tweederdeweg 20.

¹ RIVM, 2010; Veiligheid grootschalige productie van biogas, Verkennend onderzoek risico's externe veiligheid. RIVM Rapport 620201001/2010

2.6 Ondergrondse transportleidingen

Gasunie is eigenaar van de meeste aardgastransportleidingen die in Nederland liggen. Overige eigenaren van gasleidingen zoals de NAM en BRO volgen de werkwijze van Gasunie. In het geval van plannen voor de plaatsing van windturbines in de nabijheid van (aardgas)transportleidingen geeft Gasunie advies aan het bevoegd gezag over de plaatsingsmogelijkheden van windturbines in de nabijheid van deze leidingen. Hierbij zijn twee aspecten van belang. Ten eerste is de directe veiligheid van omwonenden van belang. De waarborging van de directe veiligheid van personen is vastgelegd in de wetgeving voor buisleidingen. Ten tweede kan er sprake zijn van situaties die mogelijk leiden tot maatschappelijke ontwrichting door uitval van belangrijke infrastructurele werken zoals grote gasleidingen en elektriciteitsvoorzieningen, die afhankelijk zijn van gas. Hierbij kan schade aan de infrastructurele werken worden veroorzaakt door calamiteiten bij de windturbines. Dit beïnvloedt mogelijk de leveringszekerheid van de buisleidingen. Zowel het aspect veiligheid, als leveringszekerheid worden hieronder beschouwd.

Veiligheid – generieke afstanden

Voor de effectbeoordeling van de directe veiligheid van omwonenden wordt een toetsingsafstand voor de ondergrondse buisleidingen gehanteerd. Indien windturbines zich buiten deze zone bevinden zal er geen significante verhoging van het risico van de buisleiding aanwezig zijn. Deze toetsingsafstand is volgens het handboek risicozonering windturbines 2014 v3.1 gebaseerd op de maximale werpafstand bij nominaal toerental of de tiphoogte (grootste afstand is leidend). De werpafstand voor een generieke windturbine binnen de klasse zijn afgeleid uit het handboek (worst case), die Tabel 2.1 Dit betekent een toetsingsafstand van 231 meter bij alternatief A en een afstand van 243 meter bij alternatief B. De minimale afstand tot een buisleiding in variant A bedraagt 214 meter en de minimale afstand in variant B bedraagt 222 meter. Er zijn nadere berekeningen uitgevoerd omdat er windturbines gepositioneerd zijn binnen deze afstanden.

Tabel 2.2 Afstanden tot buisleidingen

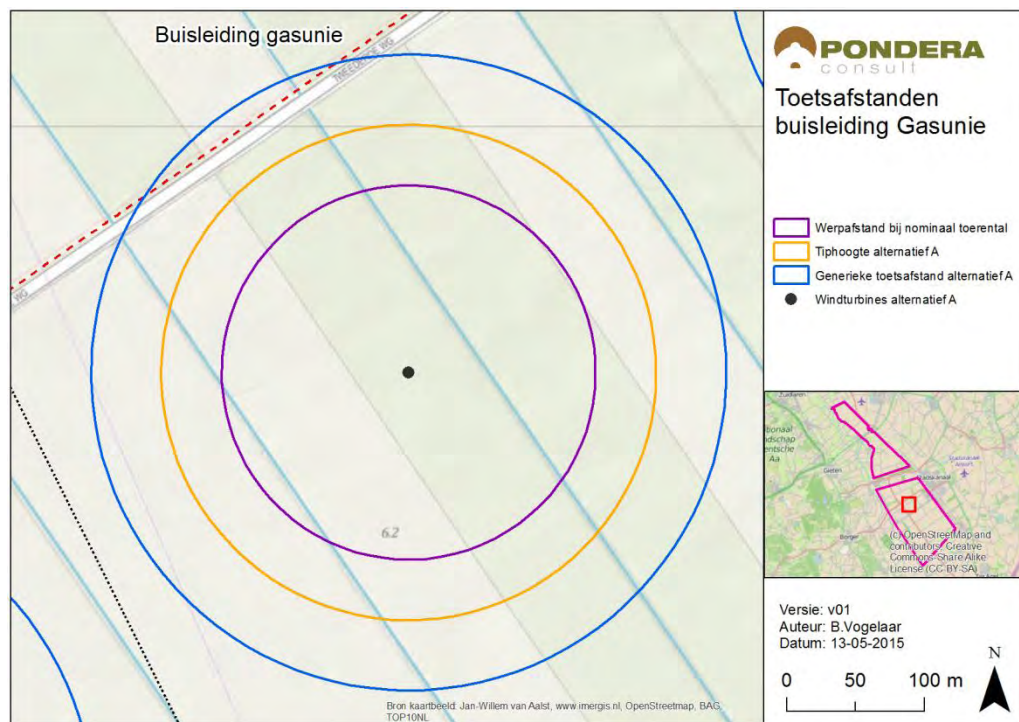
	Alternatief A	Alternatief B
Afstand dichtstbijzijnde windturbine tot buisleiding	214 meter	222 meter
Generiek werpafstand bij nominaal toerental	231 meter	243 meter

Veiligheid – nadere analyse

Op basis van specifieke windturbinegegevens kan een nauwkeurigere berekening worden gemaakt van de werpafstanden. Deze gegevens worden in een kogelbaanmodel zonder luchtkrachten, zoals beschreven in bijlage C van het handboek, ingevoerd. Hiermee wordt een specifieke werpafstand berekend. In Figuur 1.3 en Figuur 1.4 is weergegeven dat de berekende werpafstand voor de voorbeeldwindturbines in alternatief A en B respectievelijk 136 en 138 meter bedraagt. Omdat deze afstand kleiner is dan de tiphoogte van de windturbines, is de tiphoogte van de windturbines maatgevend als maximale toetsingsafstand voor ondergrondse buisleidingen.

De tiphoogte van alternatief A is maximaal 180 meter en voor alternatief B maximaal 200 meter. De afstanden voor de maatgevende windturbine van alternatief A is weergegeven in Figuur 2.4. Alle buisleidingen bevinden zich buiten de tiphoogte van de windturbines (zie Tabel 2.2). Hiermee voldoen de windturbines van alternatief A en B aan de toetsafstanden uit het handboek risicozonering windturbines (v3.1). De effecten op de buisleiding hoeven bij deze afstand en voor het voorbeeldwindturbintype conform het handboek niet nader te worden onderzocht.

Figuur 2.4 Toetsafstanden tot buisleidingen voor maatgevende windturbine van alternatief A



Leveringszekerheid

In overleg met de Gasunie en de NAM is gekeken naar de invloed van plaatsing van windturbines op de leveringszekerheid van de nabijge infrastructurele werken. Het risico voor de leveringszekerheid bedraagt bij de huidige plaatsingsafstanden buiten tiphoogte van de alternatieven (> 200 meter) met zekerheid minder dan $1 * 10^{-10}$ per m^2 per jaar (zie Figuur 1.3 en Figuur 1.4). De toevoeging van een dergelijk klein risico aan de leveringszekerheid (of huidige betrouwbaarheid) van de aardgasinfrastructuur wordt verwaarloosbaar geacht.

2.7 Hoogspanningsnetwerk

Er bevinden zich verschillende hoogspanningsverbindingen in het plangebied. Tennet geeft advies aan het bevoegd gezag over de plaatsing van windturbines nabij hoogspanningsverbindingen. In het Handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1) wordt aangegeven dat bij plaatsing van windturbines buiten een afstand van de maximale werpfstand bij nominaal toerental én/of tiphoogte geen bezwaar zal worden gemaakt door Tennet. Wanneer niet wordt voldaan aan de afstandseis vraagt TenneT om met hen in overleg

te treden. TenneT bekijkt op basis van het concrete geval welk (aanvullend) risico voor de betreffende hoogspanningsverbinding op dat moment kan worden aanvaard.

Binnen de effectafstanden van de hoogspanningsmasten en lijnen zijn geen woningen of kwetsbare bestemmingen aanwezig. Er is zodoende geen langdurige aanwezigheid van personen te verwachten binnen de valhoogte of effectafstand van de hoogspanningsmasten. Het risico voor Tennenet beperkt zich dan ook, indien de hoogspanningslijn wordt getroffen door een windturbine, tot een beperking van de leveringszekerheid van elektriciteit.

Afstand tot hoogspanningsverbindingen

De minimale afstand van een windturbine in alternatief A tot een hoogspanningslijn is 193 meter van hart tot hart². De afstand tot de rand van de hoogspanningslijn (buitenste kabel) bedraagt 183 meter. Bij alternatief B bedraagt de afstand tot de rand van de hoogspanningslijn 189 meter. De hoogspanningslijn bevindt zich binnen de generieke werpafstand bij nominaal toerental.

Op basis van specifieke windturbinegegevens is een berekening gemaakt van de werpafstanden. Deze gegevens zijn in een kogelbaanmodel zonder luchtkrachten, zoals beschreven in bijlage C van het handboek, ingevoerd.

Hiermee wordt een specifieke werpafstand berekend. In Figuur 1.3 en Figuur 1.4 is weergegeven dat de berekende werpafstand voor de voorbeeldwindturbines in alternatief A en B respectievelijk 136 en 138 meter bedraagt. Omdat deze afstand kleiner is dan de tiphoogte van de windturbines, is de tiphoogte van de windturbines maatgevend als maximale toetsingsafstand voor het hoogspanningsnetwerk.

De tiphoogte van alternatief A is maximaal 180 meter en voor alternatief B maximaal 200 meter. De afstanden voor de maatgevende windturbine van alternatief A zijn weergegeven in Figuur 2.4. Alle hoogspanningslijnen bevinden zich buiten de tiphoogte van de windturbines (zie Tabel 2.2). De windturbines van alternatief A (en AL) bevinden zich daarmee buiten de tiphoogte. Eén windturbine van alternatief B bevindt zich binnen de afstand van tiphoogte (189 meter). Deze windturbine kan mogelijk worden verplaatst (buiten een afstand van 200 meter van de hoogspanningsverbinding) of er kan een nadere trefkansanalyse worden uitgevoerd. Deze kan inzicht geven in de optredende kans op treffen van de hoogspanningslijn. In overleg met de netwerkbeheerder kan gekeken worden of dit risico van een acceptabel niveau is.

Een dergelijke analyse is sterk afhankelijk van de windturbine eigenschappen van het uiteindelijk te realiseren windturbintype en in het kader van het onderzoeken van alternatieven in het MER niet benodigd. Voor het voorkeursalternatief (en ruimtelijk plan) zal een dergelijke analyse worden uitgevoerd (zie hoofdstuk 3).

2.8 Dijklichamen en waterkeringen

De risico's als gevolg van het plaatsen van windturbines mogen niet leiden tot een verhoogde bezwijkkans van de dijklichamen (Handboek risicozonering windturbines, 2013). Door de

² Hart windturbinemast tot hartlijn van de hoogspanningsverbinding

afwezigheid van waterkeringen of dijklichamen binnen de identificatieafstand van de windturbines van windpark De Drentse Monden-Oostermoer zijn er geen effecten te verwachten.

3 VOORKEURSALTERNATIEF

3.1 Inleiding

Op basis van het uitgevoerde MER onderzoek is uiteindelijk een voorkeursalternatief (vanaf nu genaamd: VKA) gekozen, waarvoor een ruimtelijk plan wordt voorbereid. Dit VKA bestaat uit 50 windturbines, waarvan voor 48 windturbines beperkt gewijzigde posities zijn bepaald ten opzichte van de eerder onderzochte alternatieven A en B (zie Figuur 3.1 voor het VKA). Dit betekent dat een update van de externe veiligheidsanalyse is uitgevoerd om de effecten ten aanzien van externe veiligheid voor het VKA te bepalen.

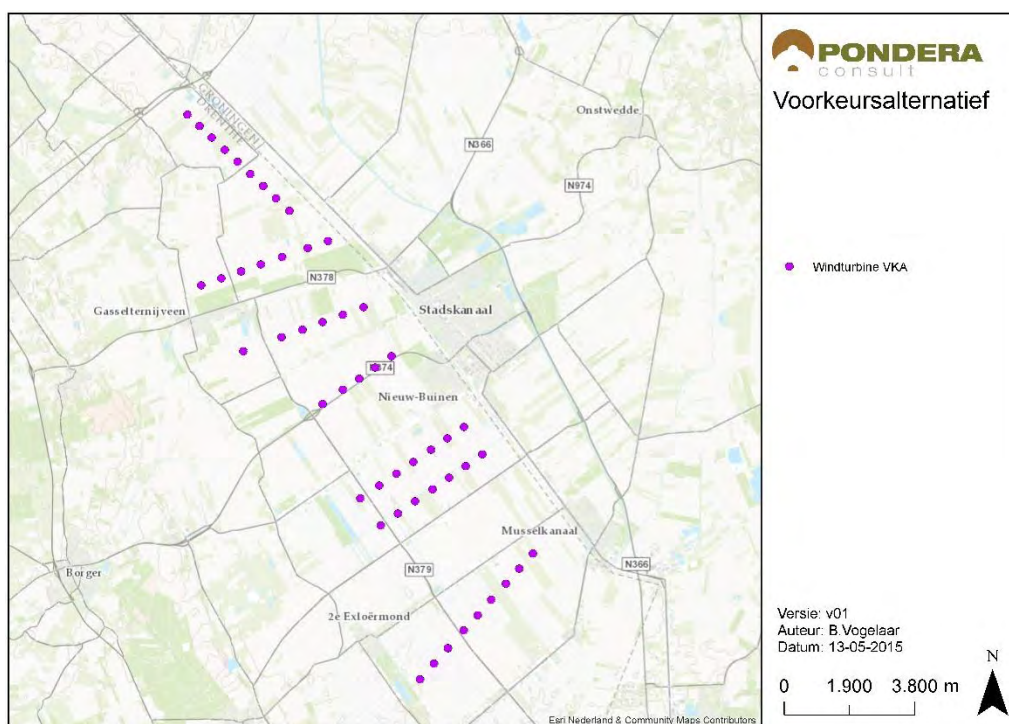
Windturbine type

Inmiddels zijn grotere windturbines op de markt beschikbaar dan tijdens uitvoering van het MER onderzoek. Het voorkeursalternatief wordt uitgewerkt met een Senvion 3M122 op 139 meter ashoogte gelijk aan alternatief B. Om ook de effecten van een windturbine met maximale afmetingen te beschouwen, is door de initiatiefnemer gekozen om de maximale effecten met betrekking tot externe veiligheid te bepalen als gevoeligheidsanalyse. In dit hoofdstuk wordt dus tevens een extra voorbeeldwindturbine beschouwd met maximale afmetingen binnen deze klasse, te weten een Nordex N131/3000 op 145 meter ashoogte.

Effectbepaling

Voor het VKA worden enkel de meest specifieke berekeningen uitgevoerd, voor noodzakelijke onderdelen. Voor onderwerpen die niet relevant bleken in de eerdere analyse (waterkeringen) of waarvoor de afstand zodanig groot is (spoorwegen), is geen nieuwe analyse uitgevoerd omdat effecten reeds uitgesloten zijn, ook bij toepassing van de grotere windturbine. Voor de identificatie van de belangrijke objecten en infrastructuren in de omgeving wordt uitgegaan van de objecten die in de eerdere analyse zijn bepaald.

Figuur 3.1 Positionering van de windturbines uit het voorkeursalternatief



3.2 Eigenschappen windturbine voorkeursalternatief

De gebruikte gegevens van het voorkeursalternatief staan in onderstaande tabel.

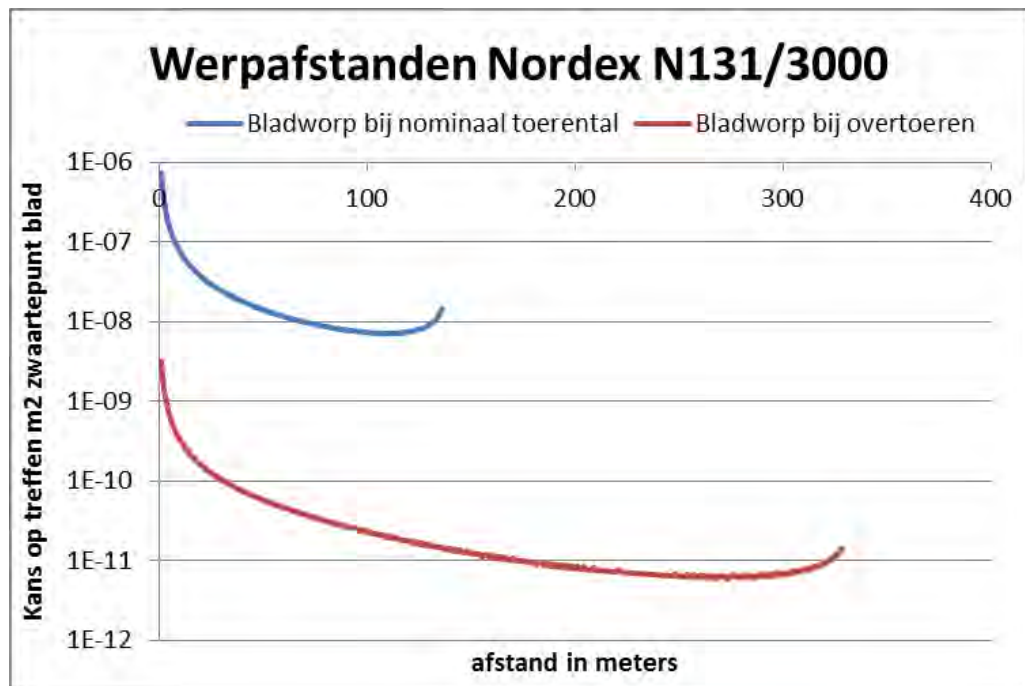
Tabel 3.1 Effectafstanden en eigenschappen van voorbeeld windturbines

Scenario	VKA - Senvion 3.0M122	Voorkeursalternatief (max)
Windturbintype	Senvion 3.0M122	Nordex N131
Vermogen	3 MW	3 MW
Ashoogte	139 meter	145 meter
Rotordiameter	122 meter	131 meter
Bladlengte	59,80 meter	64,20 meter
Nominaal toerental	11,2 rpm	10,3 rpm
Zwaartepunt blad	19,9 meter*	21,4 meter*
Wiekoverslag	61 meter	65,5 meter
Werpafstand bij nominaal toerental	138 meter	139 meter
Werpafstand bij overtoeren (2x nominaal)	331 meter	329 meter
Tiphoogte	200 meter	210,5 meter
Gegevens afkomstig uit	"Windpro WTG Catalogue" Source date on 19-11-2013	"Windpro WTG Catalogue" Source date on 04-12-2013

* Bepaald op 1/3^e van de bladlengte

De werpafstanden van de voorbeeldwindturbine van het voorkeursalternatief met een Senvion 3.0M122 staan in Figuur 1.4, voor de grotere Nordex N131 windturbine staan de gegevens in onderstaand Figuur 3.2.

Figuur 3.2 Kans op treffen zwaartepunt blad bij bladworp per vierkante meter voor Nordex N131/3000 op 145 meter ashoogte



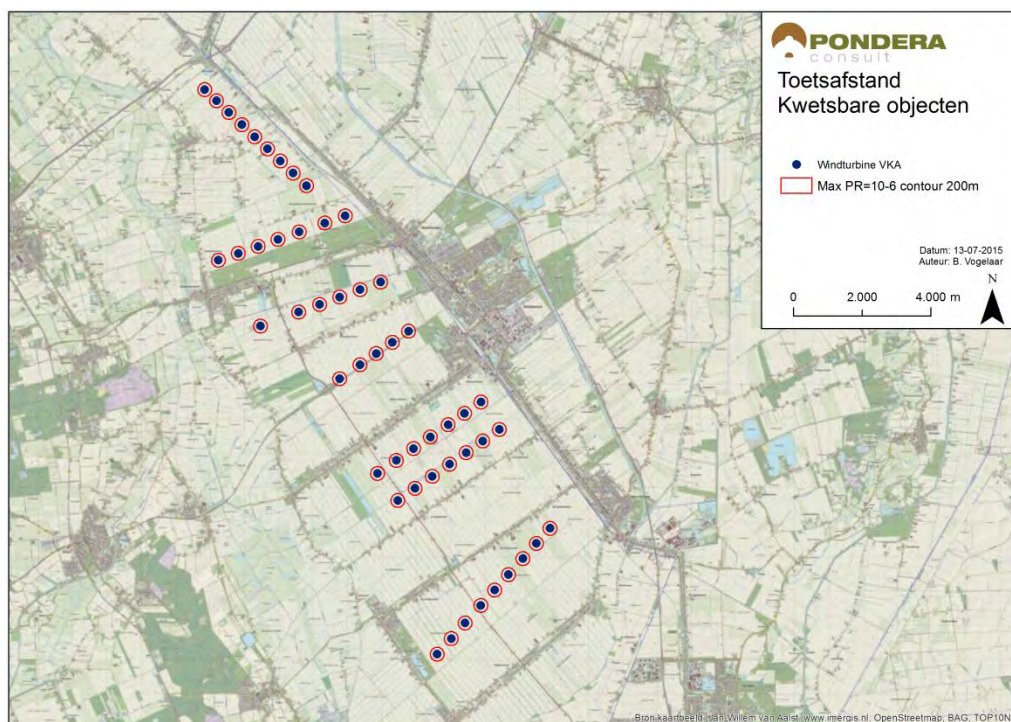
3.3 Analyse VKA

Het VKA wordt geanalyseerd volgens dezelfde methoden als gebruikt in hoofdstuk 1. Enkel de uitkomsten zijn nog verwoord in dit hoofdstuk. Voor de uitleg van de methodiek en beschrijving van de toetsafstanden wordt verwezen naar hoofdstuk 1.

3.4 Bebouwing

Er mogen geen kwetsbare objecten aanwezig te zijn binnen de $PR10^{-6}$ contour van de windturbines uit het VKA. Deze contour is bij toepassing van de eigenschappen van de maximale windturbine uit het voorkeursalternatief gelegen op een afstand van de tiphoogte van de windturbine van 200 meter. Er zijn geen kwetsbare objecten aanwezig binnen 200 meter van de windturbines. Tevens mogen er geen beperkt kwetsbare objecten binnen de $PR10^{-5}$ contour van de windturbines uit het voorkeursalternatief zijn gelegen. Deze contour is maximaal gelegen op een afstand van een halve rotordiameter van een windturbine. Er zijn geen beperkt kwetsbare objecten binnen 61 meter van de windturbines aanwezig. Zie voor een weergave onderstaand figuur.

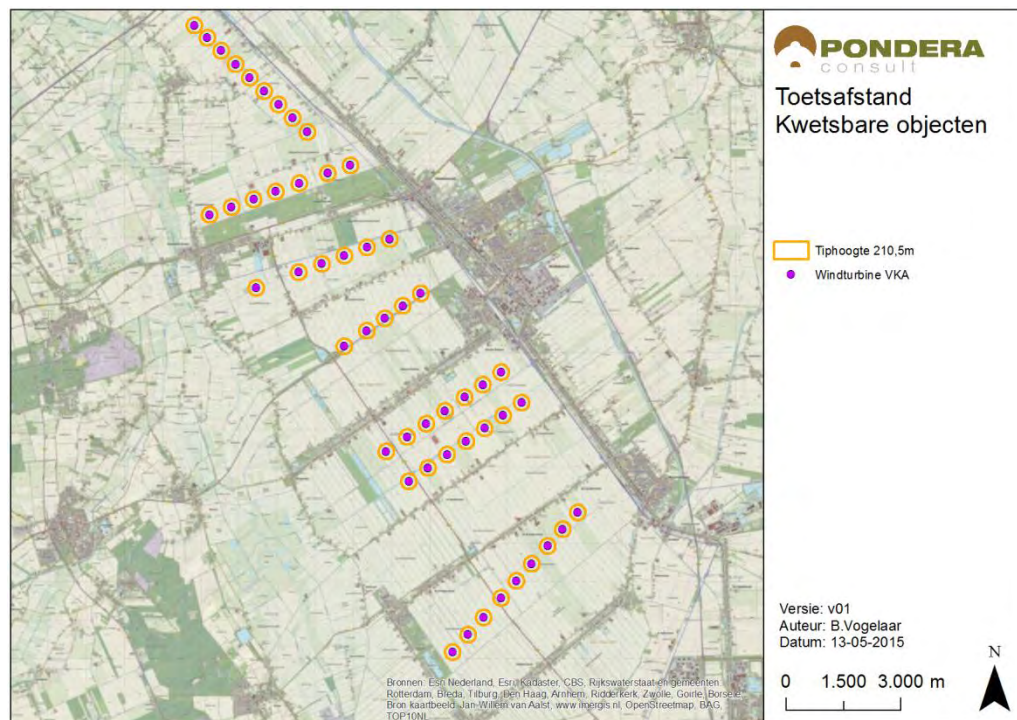
Figuur 3.3 Toetsafstand voor kwetsbare objecten – Servion 3.0M122



3.4.1 Maximaal windturbinetype

Ook bij toepassing van de maximale windturbine, de Nordex N131 op 145 meter ashoogte, is er geen sprake van kwetsbare objecten binnen de toetsafstand van 210,5 meter (tiphoogte). Ook zijn er geen beperkt kwetsbare objecten binnen de toetsafstand van 65,5 meter ($1/2^e$ rotordiameter).

Figuur 3.4 Weergave toets afstanden kwetsbare objecten voor Nordex N131.



3.5 Wegen, spoorwegen en vaarwegen

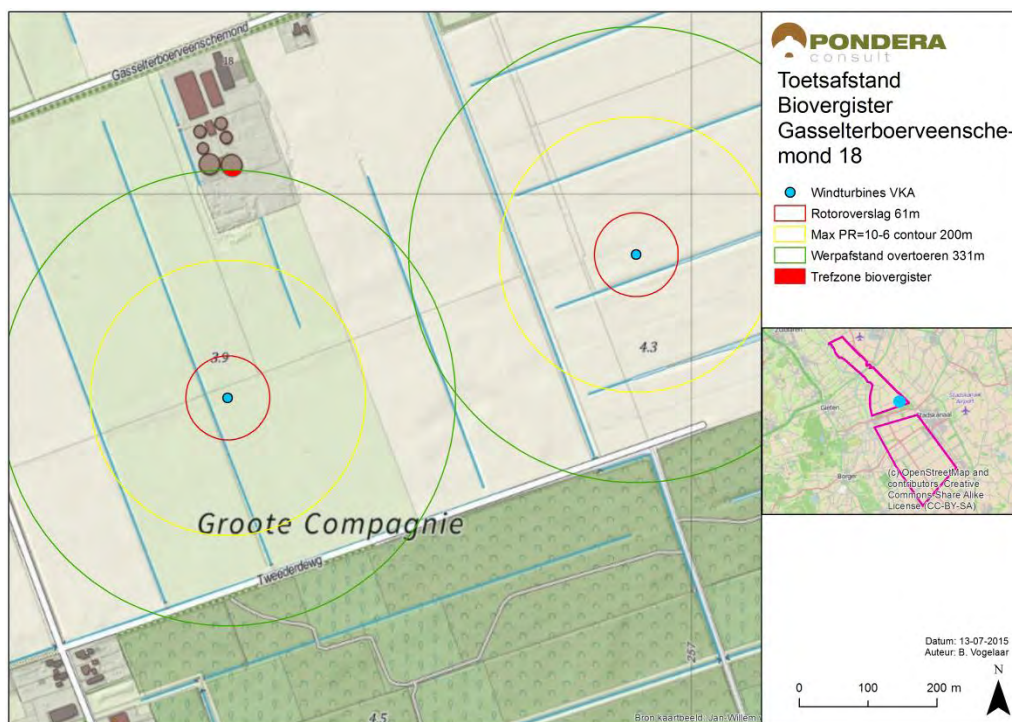
Er zijn geen wegen, spoorwegen en vaarwegen binnen het plangebied aanwezig die hernieuwde beoordeling behoeven met betrekking tot externe veiligheid. Tevens is er geen lokale weg aanwezig binnen een afstand van een halve rotordiameter van het VKA voor zowel uitvoering van een Servion 3.0M122 of een Nordex N131. De positionering van de VKA windturbines wijkt niet significant af met betrekking tot de ligging ten opzichte van gevaarlijke transporten over de N374. Er zijn hierbij geen additionele risico's te verwachten bij uitvoering van het VKA. Nader onderzoek is niet benodigd.

3.6 Industrie en inrichtingen

Biovergister, Gasselterboerveenschemond 18

Mogelijke effecten op de biovergister aan de Gasselterboerveenschemond 18 worden enkel veroorzaakt door het scenario 'maximale werpafstand bij overtoeren'. De specifiek berekende maximale werpafstand bij overtoeren voor het de turbines in het VKA is 331 meter (zie Figuur 1.4). Dit betekent dat een oppervlakte van 190 m² van de opslagtank geraakt zou kunnen worden door het zwaartepunt van het blad. In deze analyse wordt ervanuit gegaan dat de opslagtank alleen volledig faalt als de zwaartepunt van het blad op de tank valt.

Figuur 3.5 Toetsafstanden tot biovergister Gasselterboerveenschemond 18



Voor het VKA is de additionele faalkans berekend, middels de drie dealkansen (richting, afstand en kans op bladworp).

Richting

De kans dat het blad in de richting van de opslagtank wordt geworpen is: 4,9 graden / 360 graden = 1,4%

Afstand

De kans dat het blad landt op een afstand tussen 321 en 331 meter, is berekend met de berekeningen voor bladworp en bedraagt 4,5% (zie Figuur 1.4).

Kans op bladworp

De kans dat een blad wordt afgeworpen bij overtoeren kan worden afgeleid uit het Handboek en is 5×10^{-6} .

Totaalkans

De kans dat het blad neerkomt op de opslagtank bedraagt daarmee:

$$0,014 \text{ (richting)} * 0,045 \text{ (afstand)} * 5 * 10^{-6} \text{ (kans op bladworp)} = \mathbf{3,2 \times 10^{-9} \text{ per jaar.}}$$

Ten opzichte van de intrinsieke faalkans van de opslagtank (bepaald op 5×10^{-7} per jaar) bedraagt dit additionele risico slechts 0,6%. Het additionele risico is hiermee verwaarloosbaar.

Maximaal windturbinetype N131

Berekeningen met de grotere Nordex N131 komen afgerond ook uit op 0,6% additioneel risico en is daarmee eveneens verwaarloosbaar. De gebruikte getallen voor de berekening van de Nordex N131 staan in onderstaande tabel.

Tabel 3.2 Cijfers bij uitvoering berekening met een Nordex N131

	Waarde	Eenheid
Afstand tot biovergister	322	meter
Werpafstand bij overtoeren	329	meter
Te raken oppervlakte	121	meter ²
Gevaarlijke werpriching	4,7	graden
Raak kans gebied tussen 322 en 329 meter	3,7	%
Trefkans van zwaartepunt	$2,4 \times 10^{-9}$	per jaar
Additioneel risico t.o.v. intrinsieke faalkans gasopslag	0,6	%

Gaswinningslocatie NAM aan de Gasselternijveenschedreef

Voor een exacte omschrijving van de activiteiten op de locatie zie bijlage 2.

Om het maximale risico op een onderdeel van de installatie in te schatten is een soortgelijke analyse als in paragraaf 2.5.2. uitgevoerd. Hierbij is een denkbeeldige gasopslag tank geprojecteerd op de rand van het terrein met een afmeting van 20 bij 10 meter (een gastank heeft een lage intrinsieke faalkans en is dus worst-case). De geprojecteerde gastank is gelegen op 297 meter tot 319 meter van het voorkeursalternatief. Er wordt vanuit gegaan dat de gastank volledig faalt indien het zwaartepunt van het blad op de tank valt.

De trefkans op deze afstand bedraagt maximaal $8,7 \times 10^{-12}$ per m² (zie Figuur 1.4). De trefkans van het object wordt dan circa **$1,7 \times 10^{-9}$ per jaar**.

Uitgaande van een intrinsieke faalkans voor geheel falen van een gasopslag van 5×10^{-7} per jaar, is de risicotoevoeging van de windturbines in het voorkeursalternatief (0,4%) verwaarloosbaar klein. De aanwezigheid van de windturbines voegt geen significant risico toe aan de installaties van de NAM. Zie ook Figuur 3.6.

Uit een reactie van de NAM blijkt dit ook (zie bijlage 2).

Maximale windturbine Nordex N131

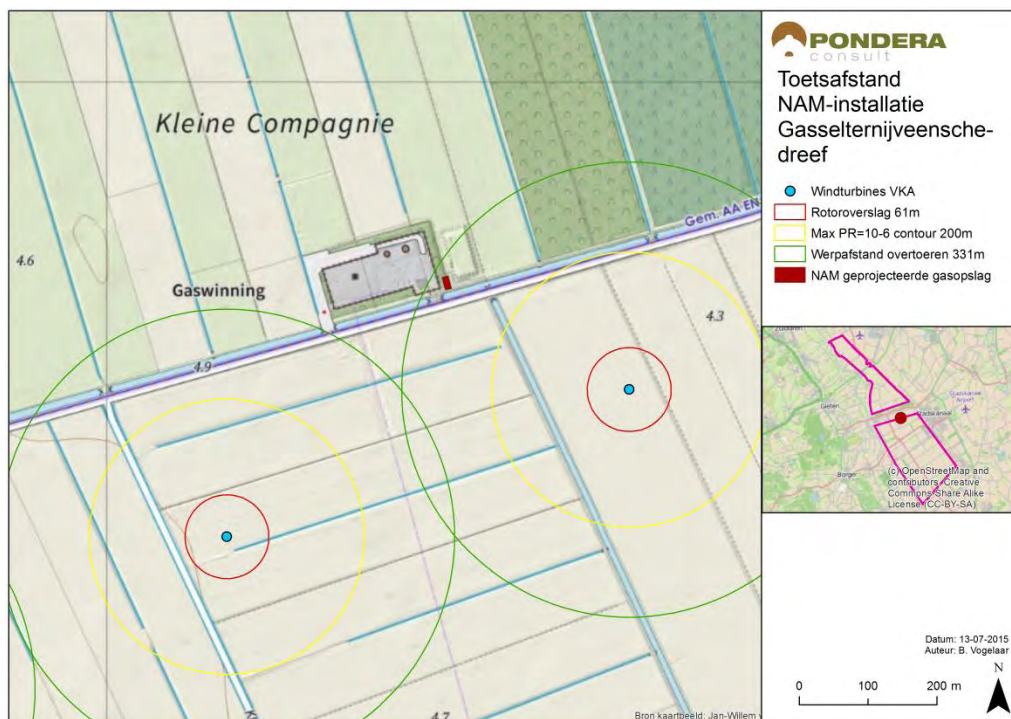
Ook bij uitvoering met een Nordex N131 is het additionele risico 0,4% ten opzichte van de intrinsieke faalkans en daarmee verwaarloosbaar klein. De gebruikte waarden staan in de volgende tabel.

Tabel 3.3 Cijfers voor berekening met een Nordex N131

	Waarde	Eenheid
Afstand tot geprojecteerde gasopslag	297 tot 319	meter
Maximale trefkans per m ² tussen 297 en 319 meter	$9,2 \times 10^{-12}$	# per jaar
Oppervlakte geprojecteerde gasopslag	200	m ²

Trefkans van zwaartepunt op geprojecteerde gasopslag	$1,8 \times 10^{-9}$	# per jaar
Additioneel risico t.o.v. intrinsieke faalkans	0,4	%

Figuur 3.6 Trefzone van de NAM installatie te Gasselternijveenschedreef



Bio-energiecentrale van “Boeren Nieuw-Buinen”

De windturbines van het VKA veroorzaken een risicotoevoeging aan de installatie, waardoor de plaatsgebonden risicocontour van 10^{-6} per jaar groter zal worden. Ook voor het VKA geldt echter dat deze contour nooit groter kan worden dan de maximale effectafstand van de installatie (zie 2.5.3). Deze afstand bedraagt 210 meter.

Het woongebouw is gelegen op meer dan 300 meter afstand van de biogasopslag. Dit betekent dat de maximale effectafstand (en dus maximale PR 10^{-6} per jaar) nooit tot het op het perceel aanwezige kwetsbare object (woonhuis) zal reiken. Daarmee leiden de windturbines in het voorkeursalternatief niet tot additionele veiligheidsrisico's voor personen.

Bovenstaande geldt eveneens bij toepassing van een windturbine met maximale afmetingen, de Nordex N131 windturbine.

3.7 Ondergrondse transportleidingen

De te hanteren toetsingsafstand tot ondergrondse buisleidingen voor het voorkeursalternatief is 200 meter (tiphoogte). Er zijn geen buisleidingen gelegen binnen deze afstand. Conform het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1) wordt de situatie voor de buisleidingbeheerders acceptabel geacht en is verder onderzoek niet benodigd. Ook bij

toepassing van de Nordex N131 met een toetsafstand van 210,5 meter tiphoogte zijn er geen buisleidingen gelegen binnen deze toetsafstand.

3.8 Hoogspanningsnetwerk

Bij toepassing van een Servion 3.0M122 windturbine op 139 meter ashoogte zijn er geen hoogspanningslijnen aanwezig binnen de toetsafstand van 200 meter (tiphoogte). De afstand tot de rand van de hoogspanningslijn is 205 meter. Conform de beschrijvingen in het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1) wordt de situatie acceptabel geacht.

3.8.1 Toepassing maximale windturbineafmetingen Nordex N131

Bij toepassing van een Nordex N131 op 145 meter ashoogte bevindt zich één windturbine van het voorkeursalternatief binnen de toetsafstand (tiphoogte van 210,5 meter) zoals beschreven in het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1). De afstand tot de (rand) hoogspanningslijn is 205 meter. Op deze afstand kan de hoogspanningslijn alleen geraakt worden door het scenario 'omvallen van de mast' en het scenario 'bladworp bij overtoeren'. Hieronder is berekend welke risicotoevoeging wordt verwacht als gevolg van plaatsing van een windturbine op deze afstand.

Risicotoevoeging

De windturbine kan met de tip van een rechthoogstaand blad de hoogspanningslijn raken indien de windturbine valt binnen een hoek van 29 graden. Hieronder is berekend wat de trefkans van de hoogspanningslijn is. Deze kans bestaat uit twee deelkans:

1. Kans op vallen van de turbine in de richting van de hoogspanningslijn maal de kans op mastfalen
2. Kans op treffen van de hoogspanningslijn bij overtoeren.

Richting

De kans dat de mast in de richting van de hoogspanningslijn valt is: $29 \text{ graden} / 360 \text{ graden} = 8,1\%$

Kans op mastfalen

De kans op mastfalen bij een windturbine kan worden afgeleid uit het Handboek en bedraagt $1,3 \times 10^{-4}$ per jaar.

De kans dat de hoogspanningslijn wordt geraakt als gevolg van mastfalen bedraagt dus: **$1,05 \times 10^{-5}$ per jaar.**

Trefkans overtoeren

De trefkans bij het scenario overtoeren is kleiner dan 1% van de trefkans bij mastfalen ($< 1 \times 10^{-7}$ per jaar). Dit wordt, gezien de trefkans bij mastfalen, als verwaarloosbaar gezien. De trefkans als gevolg van mastfalen is dus maatgevend.

Effectbeoordeling

De totale kans van treffen van de hoogspanningslijn bij realiseren van een windturbine met een tiphoogte van 210,5 meter bedraagt maximaal **$1,05 \times 10^{-5}$ per jaar.**

Deze waarde kan vergeleken worden met de intrinsieke faalkans van de hoogspanningslijn. Hiervoor is contact opgenomen met TenneT om te bekijken of een dergelijk risico voor de hoogspanningslijnen acceptabel is. De intrinsieke faalkans van de hoogspanningsverbinding (Veendam – Gasselte Kraanlanden) bedraagt volgens TenneT circa $1,0 \cdot 10^{-3}$. Uit een schriftelijke reactie van TenneT blijkt dat de toegevoegde faalkans als gevolg van de bouw van de windturbine zodanig beperkt is dat dit acceptabel wordt geacht (zie bijlage 1).

3.9 Dijklichamen en waterkeringen

Er zijn geen te beoordelen dijklichamen en/of waterkeringen aanwezig in het plangebied.

BIJLAGE 1 REACTIE TENNET



NOTITIE

AAN	Paul Jansen, Dion Oude Lansink (Pondera)	DATUM	20 augustus 2015
KOPIE AAN	Jan de Boer	REFERENTIE	PU-AM 15-493
		VAN	Wiebe Mulder / Chantal ter Braak

ONDERWERP Additionele faalkans windpark i.r.t. hoogspanningsverbinding Drentse Monden

TER BESLUITVORMING

TER INFORMATIE

Inleiding

Het Windpark Drentse Monden – Oostermoer¹ bestaat uit 50 windturbines. Deze turbines staan in de nabijheid van de 110kV verbinding Gasselte Kraanlanden - Veendam. U heeft gevraagd of realisatie van het bovengenoemde Windpark een knelpunt zou kunnen vormen voor TenneT gelet op mogelijke leveringszekerheidsrisico's. In deze notitie is de reactie van TenneT ten aanzien van deze vraag opgenomen.

Situatie Windpark

Binnen het opgestelde voorkeursalternatief bevindt zich één windturbine binnen de toetsafstand (tiphoogte van 210,5 meter) zoals beschreven in het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1). De afstand tot de (rand) van de verbinding Gasselte Kraanlanden - Veendam is 205 meter. Op deze afstand kan de hoogspanningslijn alleen geraakt worden door het scenario 'omvallen van de mast' en het scenario bladworp bij overtoeren.

De autonome bezwijkkans van de verbinding Gasselte Kraanlanden - Veendam bepaalt samen met de berekende raakfrequentie van de windturbine [2] de additionele faalkans. Daarbij moet de additionele faalkans van het voorziene windpark N33 worden opgeteld, omdat dit voorziene windpark N33 ook een faalkans aan de verbinding toevoegt. De situatie is schematisch weergegeven in Figuur 1.

Deze additionele faalkans dient te samen met de additionele faalkans van het windpark N33 (door Pondera aangegeven² als $3,25 \cdot 10^{-4}$ per jaar) als referentie voor de afweging of de risico's van de geplande windturbines acceptabel zijn.



Figuur 1 Schematisch overzicht 110kV verbinding Gasselte Kraanlanden - Veendam

¹ <http://www.drentsemondenooostermoer.nl/>

² Aangegeven in email van Paul Janssen van 10 juli 2015



DATUM	TenneT TSO B.V.
REFERENTIE	20 augustus 2015
PAGINA	PU-AM 15-493
	2 van 2

Berekeningswijze trefkansberekening windpark

In uw email d.d. 18 mei 2015 en aangevuld op 15 juli 2015 is een uiteenzetting gegeven van de problematiek. Ook is omschreven en berekend wat het windturbinetype (dat het meest waarschijnlijk zal worden geplaatst) aan faalkans kan bijdragen. Daarbij is uitgegaan van de specifieke werpafstanden voor de specifiek genoemde windturbine.

Voor zover TenneT bekend zijn momenteel geen andere (nieuwe) ruimtelijke ontwikkelingen bekend en voorzien in de nabijheid van deze verbinding anders dan genoemd in deze notitie. TenneT is hier dan ook van uitgegaan bij de berekening.

Conclusie

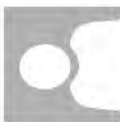
De additionele faalkans van windpark Drentse Monden – Oostermoer bedraagt $1,05 \cdot 10^{-4}$ per jaar (Pondera Consult, Analyse externe veiligheid Windpark DDM/OM Concept v1 (709022), 18 mei 2015). Wanneer daar de additionele faalkans van windpark N33 bij wordt opgeteld ($3,25 \cdot 10^{-4}$ per jaar), komt de totale additionele faalkans uit op $3,36 \cdot 10^{-4}$ per jaar. Dat betekent dat in de huidige situatie de additionele faalkans 0,39% bedraagt.

In het geval van een eventuele toekomstige uitbreiding naar twee circuits zou dit betekenen dat de additionele faalkans 11,9% bedraagt.

Omdat uitval van deze verbinding in het huidige net echter niet tot uitval van belasting of productie leidt, zelfs niet als één van beide circuits in verbindingen aan weerszijden in onderhoud is, is dit een acceptabel risico voor TenneT.

BIJLAGE 2

REACTIE NAM



ma 24-8-2015 15:07

schelte.rozendal@shell.com

RE: Externe Veiligheid - Windpark Drenste Monden - Oostermoer

Aan Dion Oude Lansink

Cc Pieter-Jan.deBos@shell.com

i U hebt dit bericht doorgestuurd op 8-9-2015 15:49.

Hallo Dion,

Onderstaand de locatie Gasselternijveeën-1 en een beschrijving van wat we daar doen. De maximale effectafstand loopt niet over onze procesinstallatie-delen. Daardoor is er geen toename van de risicocontouren van deze installatie.

Mvg,

Schelte

Op de locatie Gasselternijveeën wordt zuur aardgas geproduceerd uit de op de locatie gelegen gasproductieput (GSV-1) en behandeld in de gasbehandelingsinstallatie op de locatie. Hier worden het geproduceerde zure aardgas, aardgascondensaat, en het productiewater van elkaar gescheiden. Het waterdrije zure aardgas wordt afgevoerd naar de gaszuiveringsinstallatie (GZI) te Emmen. Vervolgens wordt het gas in overeenstemming gebracht met de specificaties zoals deze door de GasTerra B.V. zijn vastgesteld en afgevoerd naar de GasTerra transportleiding.

De locatie Gasselternijveeën bestaat uit één gasput en de gasbehandelingsinstallatie om het geproduceerde gas, het productiewater en aardgascondensaat te scheiden en te bewerken. Op het terrein komen daarvoor op skids geplaatste procesonderdelen van de gasbehandelingsinstallatie. Daarnaast staat op het terrein een controle ruimte en een kleine kantine met sanitaire voorzieningen. De hoeveelheid geproduceerd en behandeld gas wordt continu gemeten en geregistreerd.

BIJLAGE 13



Retouradres: Postbus 96864, 2509 JG Den Haag

Pondera
T.a.v. de heer P. Janssen
Nooitgedacht 2
3701 AN ZEIST

**Onderwerp**

Radarverstoringsonderzoek Windpark De Drentse Monden-Oostermoer

Geachte heer Janssen,

Bijgaand ontvangt u onze rapportage aangaande het radarverstoringsonderzoek voor een windturbinepark De Drentse Monden-Oostermoer, in de provincie Drenthe.

Het bouwplan

Het bouwplan betreft alle wijzigingen ten opzichte van de huidige situatie die betrekking hebben op het te bouwen windturbinepark. Voor de huidige aanvraag betreft dit een plaatsing van een vijftigtal nieuwe windturbines. De coördinaten van de betreffende windturbines zijn verderop gegeven. Voor de afmetingen van de windturbines is uitgegaan van de volgende gegevens:

- Een *worst-case* windturbine uit de 3 MW klasse met een ashoogte van 145 m en een rotordiameter van 131 m.

In dit rapport zullen deze wijzigingen worden aangeduid als 'het bouwplan'.

De uitgevoerde berekeningen

TNO heeft de verstoring op de primaire radar als gevolg van radarreflectie en schaduw effect berekend met behulp van het radarhinder simulatiemodel PERSEUS, volgens de toetsingsmethode, die op 1 oktober 2012 is ingevoerd. Het bouwplan bevindt zich buiten de 75 cirkels van de gevechtsleidingsradar Medium Power Radar (MPR) te Nieuw Milligen en Wier. De analyse is dan ook alleen uitgevoerd voor het Military Approach Surveillance System (MASS) radarnetwerk, bestaande uit een vijftal verkeersleidingsradarsystemen verspreid over Nederland.

Technical Sciences

Oude Waalsdorperweg 63
2597 AK Den Haag
Postbus 96864
2509 JG Den Haag

www.tno.nl

T +31 88 866 10 00

Datum

22 april 2015

Onze referentie

DHW-TS-2015-0100284781

E-mail

onno.vangent@tno.nl

Doorkiesnummer

+31 88 866 40 25

Projectnummer

060.14014/07.01

Op opdrachten aan TNO zijn de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, zoals gedeponeerd bij de Griffie van de Rechtbank Den Haag en de Kamer van Koophandel Den Haag van toepassing. Deze algemene voorwaarden kunt u tevens vinden op www.tno.nl.
Op verzoek zenden wij u deze toe.

Handelsregisternummer 27376655.

Datum
23 april 2015

Onze referentie
DHW-TS-2015-0100284781

Blad
2/17

Resultaten verkeersleidingsradarsystemen MASS

Op de locatie van de windturbine eist het Ministerie van Defensie voor het verkeersleidingsradarnetwerk een minimale detectiekans van 90% voor een doel met een radaroppervlak van 2 m². Twee mogelijke optredende effecten zijn onderzocht:

1. Reductie van de detectiekans ter hoogte van het bouwplan:
Na realisatie van het bouwplan is er op de toetsingshoogte van 1000 voet een minimale detectiekans geconstateerd van 98% ter hoogte of in de directe nabijheid van het bouwplan. Het bouwplan voldoet dus aan de thans gehanteerde 2015 norm.
2. Reductie van het maximum bereik ten gevolge van de schaduwwerking van het bouwplan:
Na realisatie van het bouwplan is er op de toetsingshoogte van 1000 voet een maximale afname van circa 300 m van het maximum bereik waarneembaar. Dit wordt veroorzaakt door de schaduwwerking van de windturbines op de MASS radar te Twenthe. De schaduwwerking voor de MASS radar te Leeuwarden wordt in deze sector gedomineerd door de schaduw ten gevolge van hoogbouw van de stad Leeuwarden. Het bouwplan voldoet dus aan de thans gehanteerde 2015 norm.

Details vindt u in bijgaande documentatie.

Voor de achtergronden van de toegepaste rekenmethode wordt korthedshalve verwezen naar de toelichting die is te downloaden van de TNO website:

<http://www.tno.nl/perseus>.

Hoogachtend,



Ing. O.J. van Gent
Senior Research Medewerker

Datum
23 april 2015

Onze referentie
DHW-TS-2015-0100284781

Blad
3/17

1 Locatie- en radargegevens

De locatie van het te toetsen bouwplan is weergegeven in Tabel 1.

De weergegeven rijksdriehoek coördinaten en fundatiehoogtes zijn afkomstig van de opdrachtgever. De WGS 84 coördinaten zijn hiervan afgeleid. Bij de fundatiehoogtes is er vanuit gegaan dat elke turbine maximaal 3 m boven het maaiveld komt te staan.

Tabel 1 Locatiegegevens van het bouwplan zoals opgegeven door de opdrachtgever.

#	ID	Rijksdriehoekstelsel		WGS 84 coördinaten		Fundatiehoogte t.o.v. NAP [m]
		X [m]	Y [m]	Latitude [°]	Longitude [°]	
1	DEE-1.1	259588	546184	52.89264	6.94134	12.4
2	DEE-1.2	259996	546638	52.89664	6.94755	12.1
3	DEE-1.3	260400	547089	52.90062	6.95369	12.3
4	DEE-1.4	260858	547599	52.90511	6.96066	12.3
5	DEE-1.5	261259	548046	52.90905	6.96677	12.0
6	DEE-1.6	261660	548492	52.91297	6.97287	11.3
7	DEE-1.7	262079	548959	52.91709	6.97925	11.5
8	DEE-1.8	262473	549399	52.92096	6.98525	11.8
9	DEE-1.9	262868	549838	52.92483	6.99127	11.5
10	DEE-2.1	258442	550649	52.93298	6.92573	11.2
11	DEE-2.2	258944	550999	52.93603	6.93331	12.4
12	DEE-2.3	259445	551349	52.93907	6.94087	10.0
13	DEE-2.4	259947	551700	52.94213	6.94845	9.8
14	DEE-2.5	260429	552036	52.94505	6.95572	11.2
15	DEE-2.6	260912	552373	52.94799	6.96302	10.1
16	DEE-2.7	261394	552710	52.95092	6.97029	10.3
17	RH-1.1	257852	551432	52.94012	6.91721	11.6
18	RH-1.2	258398	551809	52.94341	6.92545	10.2
19	RH-1.3	258901	552155	52.94642	6.93304	10.3
20	RH-1.4	259388	552491	52.94934	6.94039	10.1
21	RH-1.5	259905	552848	52.95245	6.94819	10.2
22	RH-1.6	260383	553177	52.95531	6.95541	9.5
23	RH-1.7	260860	553506	52.95817	6.96261	9.7
24	RH-2.1	256750	554181	52.96503	6.90168	9.1
25	RH-2.2	257342	554589	52.96858	6.91061	8.8
26	RH-2.3	257813	554914	52.97141	6.91773	9.1
27	RH-2.4	258284	555239	52.97424	6.92484	8.4
28	RH-2.5	258755	555564	52.97707	6.93195	7.5
29	DEE-RH-3.1	254446	555711	52.97920	6.86786	8.6
30	RH-3.2	255559	556118	52.98265	6.88455	7.0
31	RH-3.3	256169	556340	52.98453	6.89370	7.7
32	RH-3.4	256754	556554	52.98635	6.90248	7.3
33	RH-3.5	257347	556771	52.98818	6.91137	7.3
34	RH-3.6	257942	556988	52.99002	6.92030	7.6
35	OM1.1	253225	557623	52.99661	6.85027	6.6
36	OM1.2	253802	557825	52.99831	6.85892	6.8
37	OM1.3	254380	558027	53.00002	6.86759	7.2
38	OM1.4	254957	558229	53.00173	6.87624	7.1

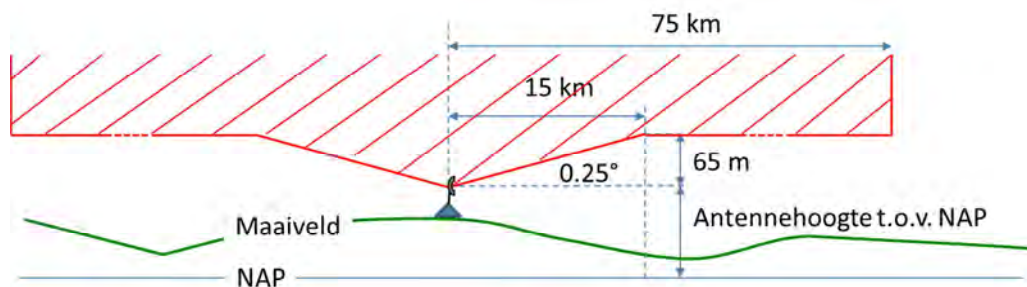
Datum
23 april 2015

Onze referentie
DHW-TS-2015-0100284781

Blad
4/17

#	ID	Rijksdriehoekstelsel		WGS 84 coördinaten		Fundatiehoogte t.o.v. NAP [m]
		X [m]	Y [m]	Latitude [°]	Longitude [°]	
39	OM1.5	255575	558445	53.00356	6.88551	6.7
40	OM1.6	256320	558705	53.00575	6.89669	6.8
41	OM1.7	256914	558913	53.00751	6.90560	7.2
42	OM-2.1	255787	559789	53.01559	6.88909	6.5
43	OM-2.2	255400	560153	53.01893	6.88343	6.3
44	OM-2.3	255027	560505	53.02216	6.87799	6.3
45	OM-2.4	254653	560856	53.02539	6.87252	5.9
46	OM-2.5	254280	561208	53.02862	6.86707	6.1
47	OM-2.6	253907	561559	53.03184	6.86162	5.9
48	OM-2.7	253530	561914	53.03510	6.85611	6.5
49	OM-2.8	253169	562255	53.03823	6.85083	6.6
50	OM-2.9	252826	562578	53.04119	6.84582	6.3

Het Ministerie van Defensie hanteert een zogenaamd toetsingsvolume dat reikt tot aan 75 km rondom de vijf verkeersleidingsradars en de twee gevechtsleidingsradars. Het profiel van het toetsingsvolume is weergegeven in Figuur 1. Er dient getoetst te worden indien de tip van de wiek hoger is dan de rode lijn. Bouwplannen die verder verwijderd zijn dan 75 km kunnen zondermeer geplaatst worden.



Figuur 1. Het toetsingsprofiel (niet op schaal) zoals gehanteerd door het Ministerie van Defensie rondom elk van de militaire radarsystemen.

De locatiegegevens van de vijf MASS verkeersleidingsradarsystemen en de gevechtsleidingsradars te Nieuw Milligen en Wier worden weergegeven in Tabel 2. In deze tabel zijn zowel de antennehoogtes aangegeven die aangehouden worden voor de bepaling van het toetsingsprofiel als ook de feitelijke antennehoogtes van de primaire radarantenne, toegepast in de detectiekansberekeningen.

Datum
23 april 2015

Onze referentie
DHW-TS-2015-0100284781

Blad
5/17

Tabel 2 Locatiegegevens van de vijf MASS radars en de gevechtsleidingsradars te Nieuw Milligen en Wier, de aangehouden antennehoogte voor het toetsingsprofiel en de toepaste feitelijke hoogte van de primaire radarantenne.

Radar	Coördinaten Rijksdriehoekstelsel		Antennehoogte toetsingsprofiel t.o.v. NAP [m]	Feitelijke antennehoogte t.o.v. NAP [m]
	X [m]	Y [m]		
Leeuwarden	179139	582794	30	27.3
Twenthe	258306	477021	71	68.8
Soesterberg	147393	460816	63	60.2
Volkel	176525	407965	49	46.9
Woensdrecht	083081	385868	48	45.2
Nieuw Milligen (MPR)	179258	471774	53	Gerubriceerd*
Wier (MPR)	170509	585730	24	Gerubriceerd*

* deze gegevens zijn bekend bij defensie

Variaties in de hoogte van het terrein worden bepaald uit het Actueel Hoogtebestand Nederland (AHN-1) met een ruimtelijke resolutie van 10 m. In dit bestand bevindt zich bebouwing van de stedelijke gebieden mits de aaneengesloten bebouwing een oppervlakte beslaat die groter is dan 1 km². Het hoogtebestand is opgenomen in de periode tussen 1998 en 2003, dus veranderingen in bebouwing van na die datum zijn in het model niet meegenomen. Buiten deze gebieden is de hoogte gelijk aan het maaiveld. Buiten Nederland gebruikt TNO terreinhoogtegegevens afkomstig van de NASA Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) met een resolutie van 3 boogseconde (ongeveer 90 m langs een meridiaan). Het kan voorkomen dat een deel van het bouwplan wordt afgeschermd door het tussenliggende terrein of door bebouwing in een stedelijk gebied en dus niet wordt belicht door de radar. In dat geval wordt dit deel van het bouwplan niet meegenomen in de berekening. De 15 en 75 km cirkels rond de MASS radarsystemen en de stedelijke gebieden volgens het AHN-1 bestand zijn weergegeven in Figuur 2. In verband met het feit dat een aantal windturbines van het bouwplan buiten de 75 km cirkels van de MASS radar te Leeuwarden en Twenthe liggen, zijn in Figuur 3 de individuele posities van de turbines weergegeven. De 15 en 75 km cirkels rond de MPR gevechtsleidingsradars en de stedelijke gebieden volgens het AHN-1 bestand zijn weergegeven in Figuur 4.

Datum

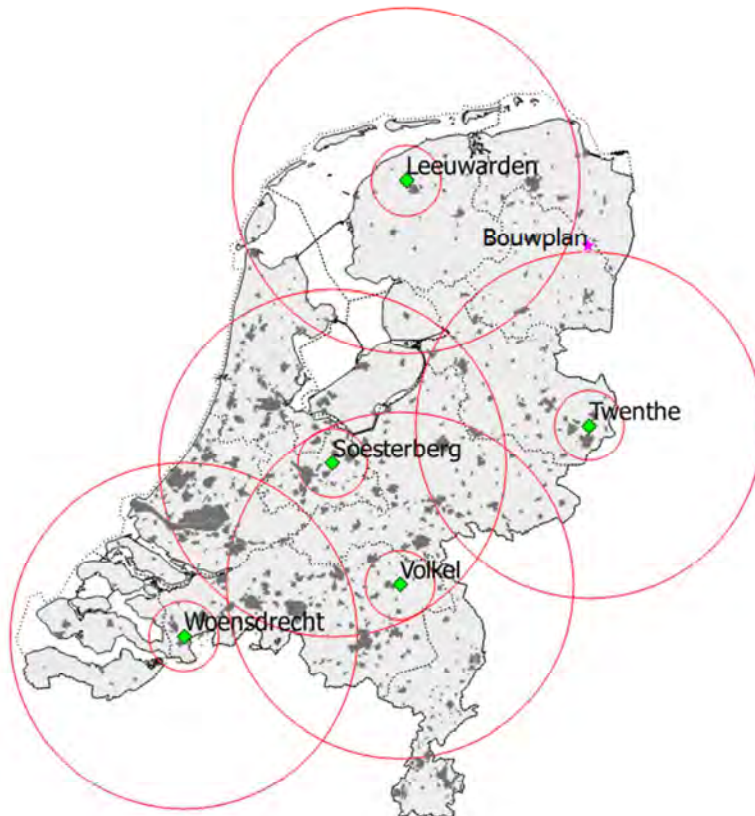
23 april 2015

Onze referentie

DHW-TS-2015-0100284781

Blad

6/17



Figuur 2. Locaties van de vijf MASS verkeersleidingsradarsystemen (groene ruit) met daaromheen de 15 en 75 km cirkels. De donkergrijze vlakken zijn de in de AHN-1 gedefinieerde stedelijke gebieden. De ligging van het te toetsen bouwplan is aangegeven met een roze ster.

Datum

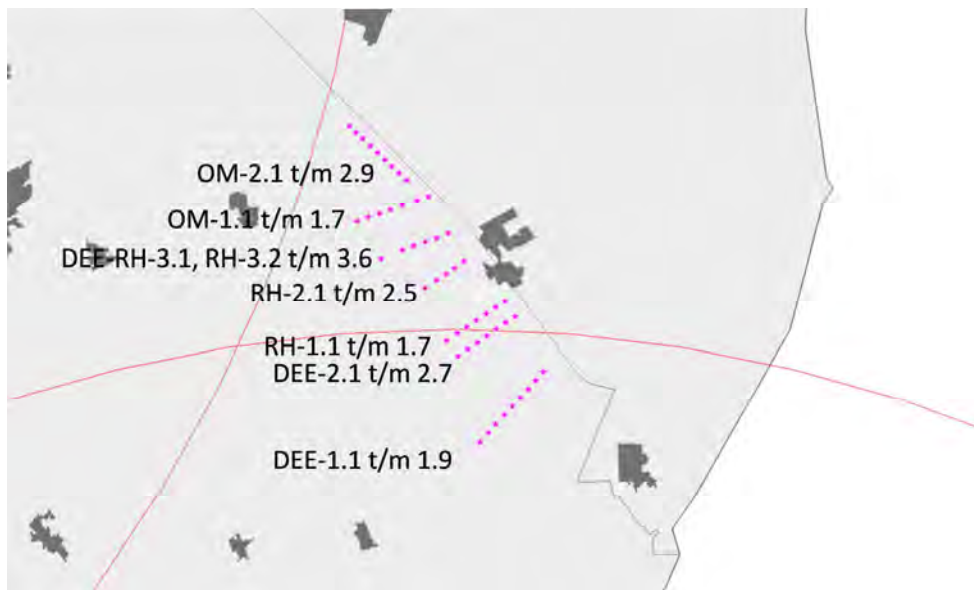
23 april 2015

Onze referentie

DHW-TS-2015-0100284781

Blad

7/17



Figuur 3. Een uitvergroting van Figuur 2 met de individuele locaties van de vijftig windturbines, aangegeven met roze sterren, en de ligging van de 75 km cirkels van de MASS radar in Leeuwarden (links) en Twente (onder). Alleen de windturbines DEE-1.1 t/m 1.9, DEE-2.1 t/m 2.4, RH-1.1 en RH-1.2 liggen binnen de 75 km cirkels.

Datum

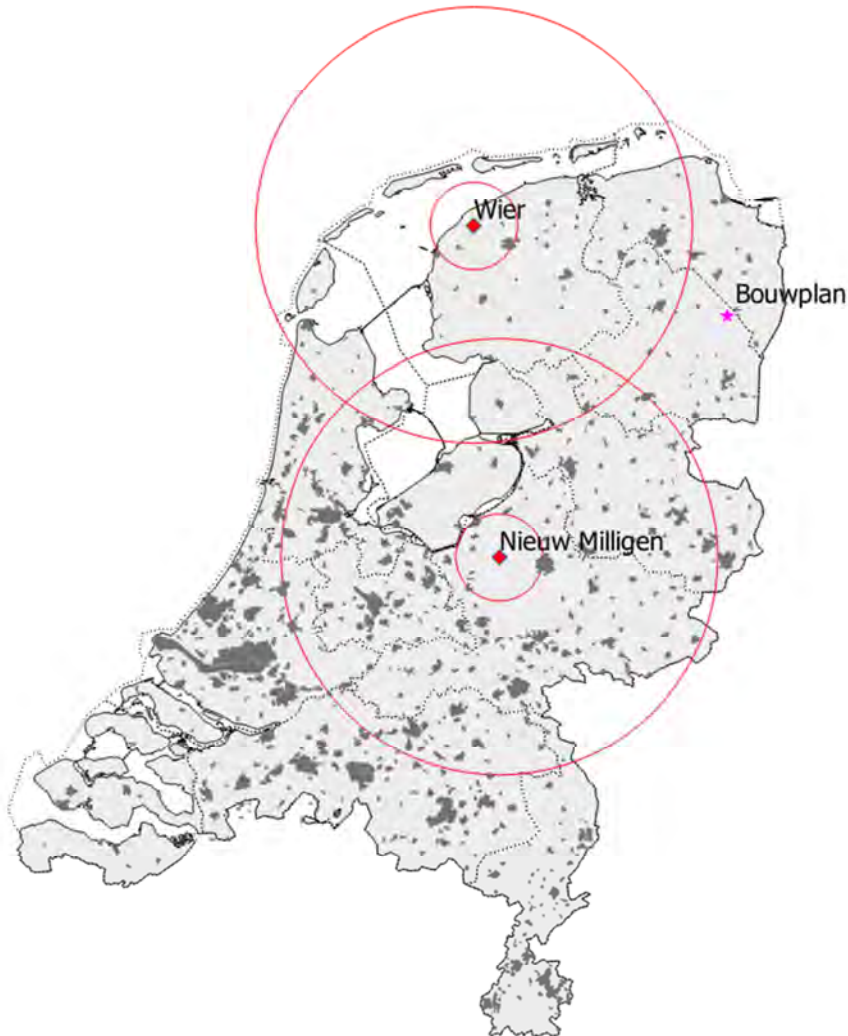
23 april 2015

Onze referentie

DHW-TS-2015-0100284781

Blad

8/17



Figuur 4. Locaties van de twee MPR gevechtsleidingsradars (rode ruit) met daaromheen de 15 en 75 km cirkels. De donkergrijze vlakken zijn de in de AHN-1 gedefinieerde stedelijke gebieden. De ligging van het te toetsen bouwplan is aangegeven met een roze ster.

Van het bouwplan liggen alleen de windturbines DEE-1.1 t/m 1.9, DEE-2.1 t/m 2.4, RH-1.1 en RH-1.2 binnen de 75 km cirkels rond de MASS radar van Leeuwarden en Twenthe. Het gehele bouwplan ligt buiten de 75 km cirkels rond de MPR te Nieuw Milligen en Wier. Daarnaast is de tiphoogte groter dan de in Figuur 1 aangegeven hoogte. Het onderhavige bouwplan dient derhalve getoetst te worden voor alleen het MASS verkeersleidingsradarnetwerk. Omdat er mogelijk interactie is tussen de windturbines binnen en buiten de 75 km cirkels rond de MASS radars, worden alle windturbines in het bouwplan meegenomen in de berekening.

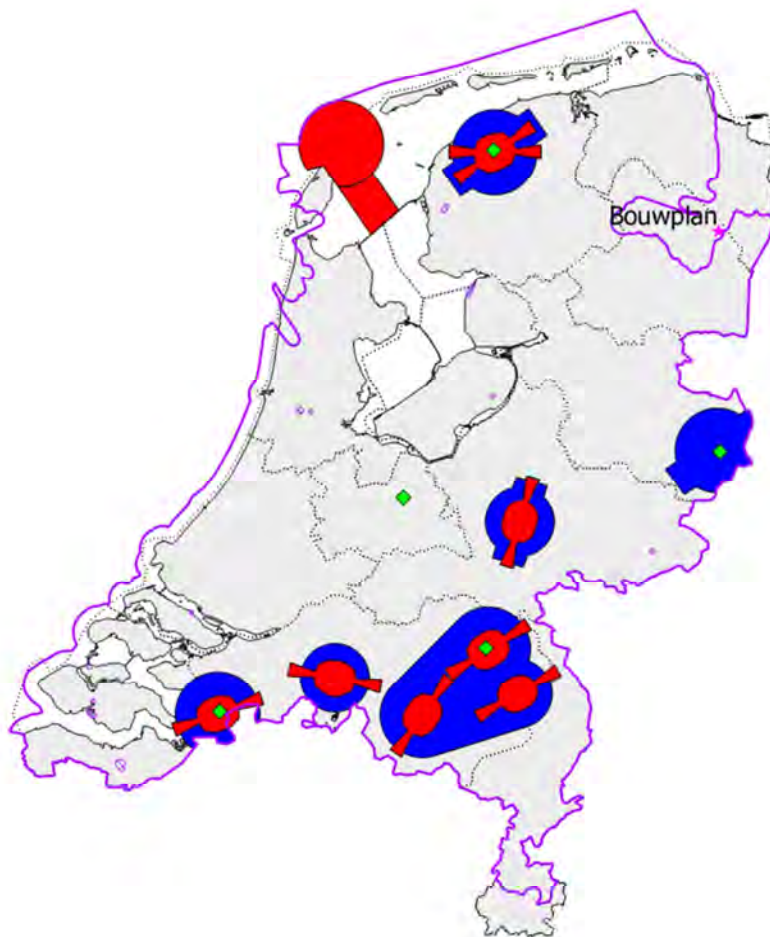
Datum
23 april 2015

Onze referentie
DHW-TS-2015-0100284781

Blad
9/17

2 Rekenmethode MASS verkeersleidingsradarnetwerk

Het radarsimulatiemodel PERSEUS berekent voor elk radarsysteem de detectiekans van een doel met een radardoorsnede van 2 m^2 , fluctuatiestatistiek Swerling case 1, en loos alarmkans 1×10^{-6} . Afhankelijk van de locatie van het bouwplan moet de detectiekans geëvalueerd worden op een normhoogte van 300, 500 of 1000 voet ten opzichte van het maaiveld. Indien op 1000 voet geëvalueerd wordt, zal middeling van detectiekansen binnen een cirkel met een straal van 500 m toegepast worden. De 300 en 500 voet normhoogtes liggen over het algemeen rond de verschillende vliegvelden in Nederland. Op een hoogte van 1000 voet dient er, met enige uitzonderingen, landelijke dekking te zijn. In Figuur 3 worden de normhoogtegebieden getoond. In verband met het feit dat een aantal windturbines van het bouwplan buiten het 1000 voet normgebied liggen, zijn in Figuur 6 de individuele posities van de turbines weergegeven.



Figuur 5. De ligging van het te toetsen bouwplan aangegeven met een ster en de voorlopige ligging van de thans gehanteerde 2015 normhoogtes op 300 voet (rood) en 500 voet (blauw). Op 1000 voet (paars) dient het MASS radarnetwerk, op enkele uitzonderingen na, een landelijke dekking te hebben. Tevens zijn op deze kaart met een groene markering de locaties aangegeven van het MASS verkeersleidingsradarnetwerk bestaande uit een vijftal radarsystemen.

Datum

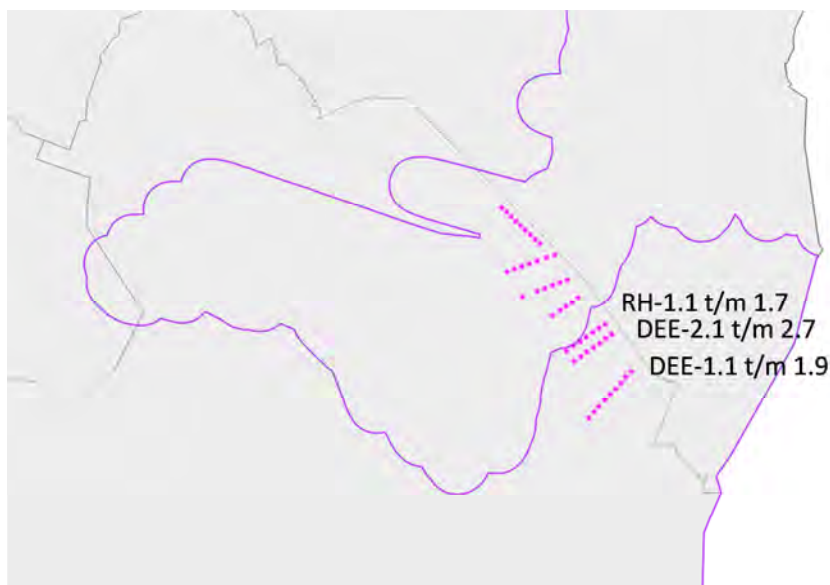
23 april 2015

Onze referentie

DHW-TS-2015-0100284781

Blad

10/17



Figuur 6 Een uitvergroting van Figuur 5 met de individuele locaties van de vijftig windturbines, aangegeven met roze sterren, en de ligging van de thans gehanteerde 2015 normhoogtes op 1000 voet (paars). Van het bouwplan liggen de windturbines DEE-1.1 t/m 1.9, DEE-2.1 t/m 1.7 en RH-1.1 t/m 1.7 binnen het normgebied van 1000 voet.

Van het bouwplan liggen de windturbines DEE-1.1 t/m 1.9, DEE-2.1 t/m 1.7 en RH-1.1 t/m 1.7 binnen het normgebied van 1000 voet.

De detectiekans van de vijf radarsystemen te Leeuwarden, Twenthe, Soesterberg, Volkell en Woensdrecht is conform de nieuwe rekenmethode gesimuleerd in één radarnetwerk, waarbij de radars elkaar eventueel ondersteuning kunnen bieden bij de detectie van radarobjecten. Daarbij wordt rekening gehouden met de aanstaande upgrade van de MASS primaire radar, zoals TNO die op dit moment in PERSEUS gemodelleerd heeft.

Als referentie zijn ook de radardetectiekansdiagrammen berekend voor de zogenaamde baseline situatie, dat wil zeggen, rekening houdend met alle bestaande windturbines en dus voor realisatie van het bouwplan. Het baseline-bestand van windturbines geeft de situatie aan binnen Nederland, vastgelegd in het begin van januari 2015, door Windstats¹. De voor de simulatie noodzakelijke afmetingen van de windturbines zijn afgeleid van de in dit bestand opgenomen gegevens, zijnde: fabrikant, opgewekt vermogen, ashoogte en rotordiameter. Het bouwplan wordt daar vervolgens aan toegevoegd en voor beide situaties (baseline en baseline met bouwplan) worden detectiediagrammen berekend. Door een vergelijking van beide diagrammen kan het detectieverlies worden vastgesteld in de directe nabijheid van het bouwplan veroorzaakt door reflecties van het bouwplan en het eventuele verlies aan radarbereik ten gevolge van de schaduwwerking van het bouwplan.

¹ Voor meer informatie, zie <http://www.windstats.nl/>



3 Berekeningen 3 MW worst-case windturbine met een ashoogte van 145 m en rotordiameter van 131 m

Gegevens windturbine

Voor de bepaling van de effecten op de radars is 3 MW *worst-case* windturbine als uitgangspunt genomen met een ashoogte van 145 m en een rotordiameter van 131 m.

De lengte van de gondel is gedefinieerd als de afstand van de 'hub' tot aan de achterzijde van de gondel in het verlengde van de as. De hoogte en breedte van de gondel zijn gebaseerd op het effectieve oppervlak van de voor- en zijkant van de gondel en kunnen dus iets afwijken van de feitelijke afmetingen. De lengte van de wijk is gedefinieerd als de halve diameter van de rotor. De breedte van de wijk wordt afgeleid van het frontaal oppervlak van de wijk.

In Tabel 3 is de maatvoering weergegeven van de te toetsen windturbine, noodzakelijk voor de juiste modellering.

Tabel 3 De afmetingen van de 3 MW klasse worst-case windturbine met een ashoogte van 145 m en een rotordiameter van 131 m.

Onderdeel	Afmeting [m]
Ashoogte*	145.0
Tiphoogte	210.5
Breedte gondel	4.2
Lengte gondel	17.5
Hoogte gondel	6.1
Diameter mast onder	11.6
Diameter mast boven	3.3
Lengte mast	141.9
Lengte wijk*	65.5
Breedte wijk	3.8

* Deze gegevens zijn gebaseerd op afmetingen opgegeven door de opdrachtgever.

Datum

23 april 2015

Onze referentie

DHW-TS-2015-0100284781

Blad

11/17

Datum

23 april 2015

Onze referentie

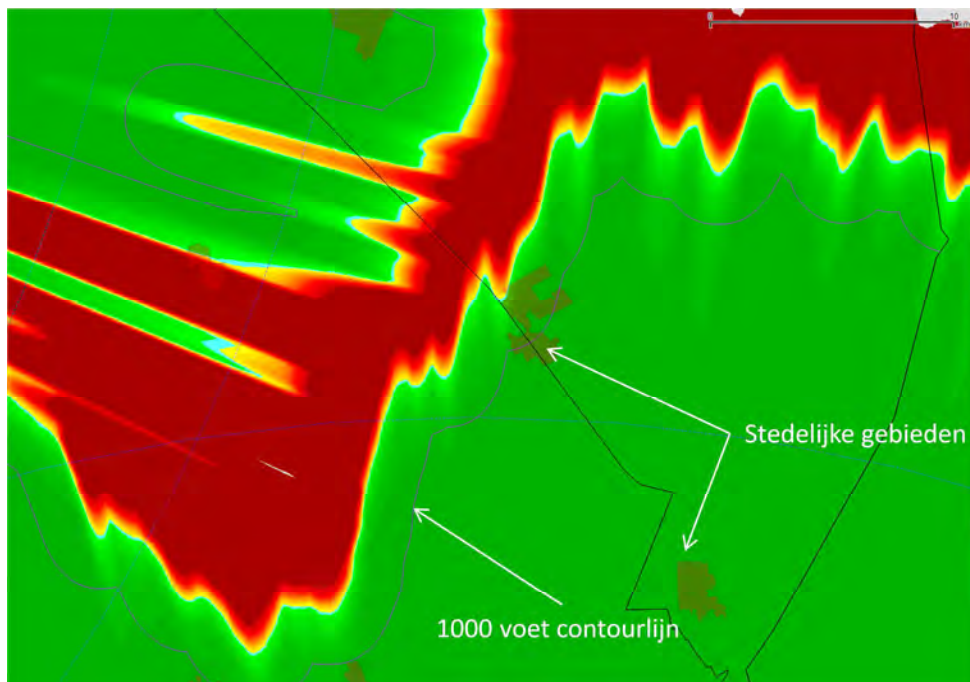
DHW-TS-2015-0100284781

Blad

12/17

Detectiekans van het MASS primaire verkeersleidingsradarnetwerk in de directe nabijheid van het bouwplan

In Figuur 7 wordt de detectiekans van het MASS primaire verkeersleidingsradarnetwerk van de baseline op 1000 voet getoond rond het nog te realiseren bouwplan. Op deze resultaten is detectiekansmiddeling toegepast met een straal van 500 m. Figuur 8 toont de detectiekans voor hetzelfde gebied, na realisatie van het bouwplan. In Figuur 9 is het gebied vergroot weergegeven. De minimale detectiekans die door het Ministerie van Defensie wordt geëist bedraagt 90%. In groen gekleurde gebieden wordt aan deze eis voldaan. Ter hoogte van de locatie van het bouwplan en binnen het 1000 voet normgebied is er een detectiekans van 98% waarneembaar. Het bouwplan voldoet dus aan de thans gehanteerde 2015 norm.



Figuur 7 Detectiekans van het MASS primaire verkeersleidingsradarnetwerk op 1000 voet boven het bouwplan voordat dit is gerealiseerd (baseline).

Datum

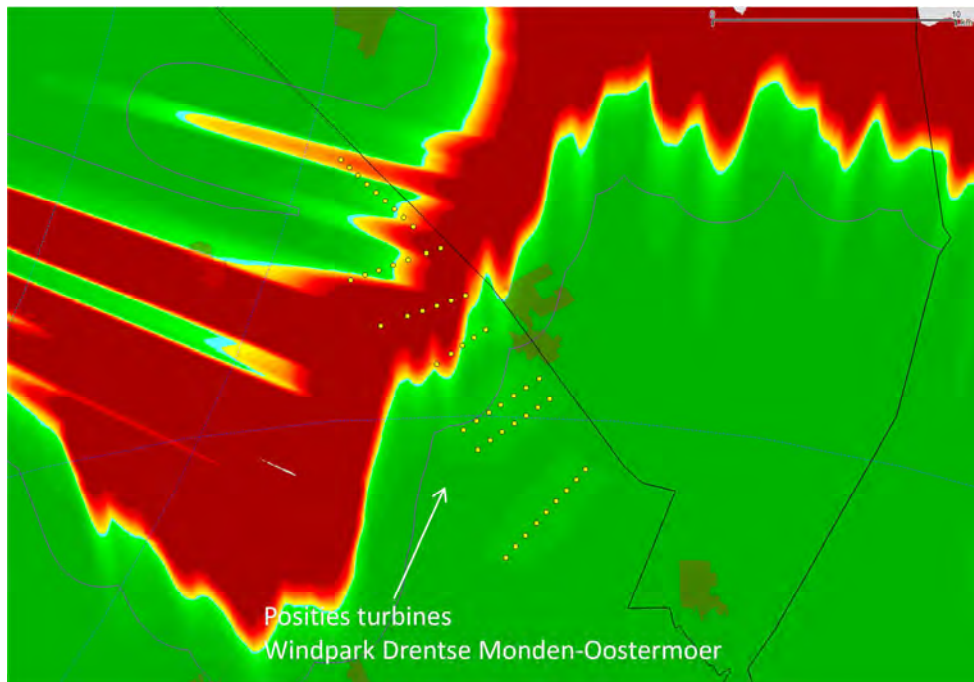
23 april 2015

Onze referentie

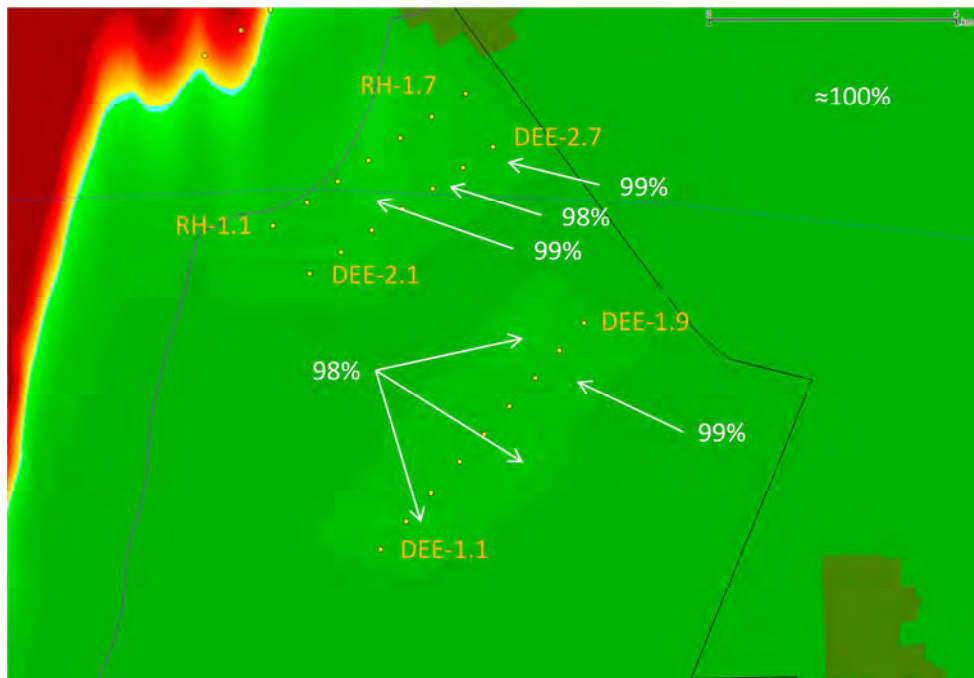
DHW-TS-2015-0100284781

Blad

13/17



Figuur 8 Detectiekans van het MASS primaire verkeersleidingsradarnetwerk op 1000 voet boven het bouwplan nadat deze is gerealiseerd. De locaties van de windturbines zijn aangegeven met gele stippen.



Figuur 9 Het gebied rond de turbines uit Figuur 8 groter weergegeven.

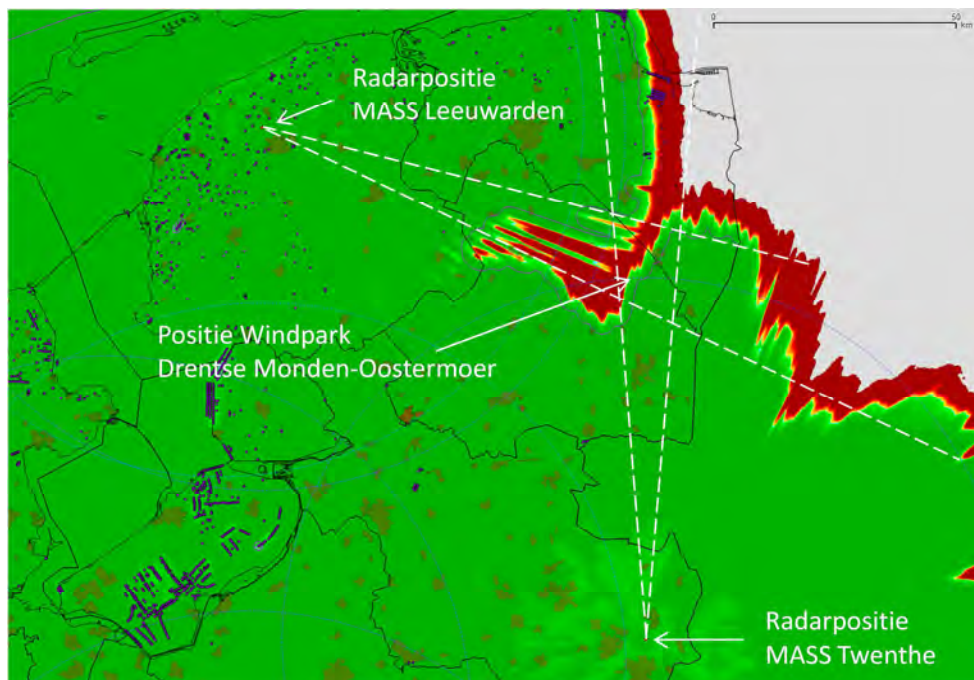
Datum
23 april 2015

Onze referentie
DHW-TS-2015-0100284781

Blad
14/17

Detectiekans van het MASS primaire verkeersleidingsradarnetwerk in de schaduw van het bouwplan

In Figuur 10 is de detectiekans op 1000 voet van het MASS primaire verkeersleidingsradarnetwerk uitgerekend voor de gebieden waar schaduw kan ontstaan ten gevolge van het nog te realiseren bouwplan. Op deze resultaten is detectiekansmiddeling toegepast met een straal van 500 m. De stippellijnen afkomstig van de MASS posities van Leeuwarden en Twenthe, lopend over het bouwplan, geven de zones aan waartussen een verminderde detectiekans zou kunnen ontstaan als gevolg van de schaduwwerking. In Figuur 11 is de detectiekans berekend voor hetzelfde gebied na realisatie van het bouwplan. In Figuur 12 is het gebied rond de nog te plaatsen turbines binnen het 1000 voet normgebied uit Figuur 8 groter weergegeven en in Figuur 13 is dit hetzelfde gebied, maar nu na realisatie van het gehele bouwplan. De figuur toont aan dat er een afname is van maximaal circa 300 m van het maximum bereik. Dit wordt veroorzaakt door de schaduwwerking van de windturbines op de MASS radar te Twenthe. De schaduwwerking voor de MASS radar te Leeuwarden wordt in deze sector gedomineerd door de schaduw ten gevolge van hoogbouw van de stad Leeuwarden. Het bouwplan voldoet dus aan de thans gehanteerde 2015 norm.



Figuur 10 Detectiekans van het MASS verkeersleidingsradarnetwerk op 1000 voet in het schaduwgebied van het bouwplan voordat deze is gerealiseerd (baseline). Op dit figuur is detectiekansmiddeling toegepast. De stippellijnen geven aan waar de schaduw kan gaan ontstaan.

Datum

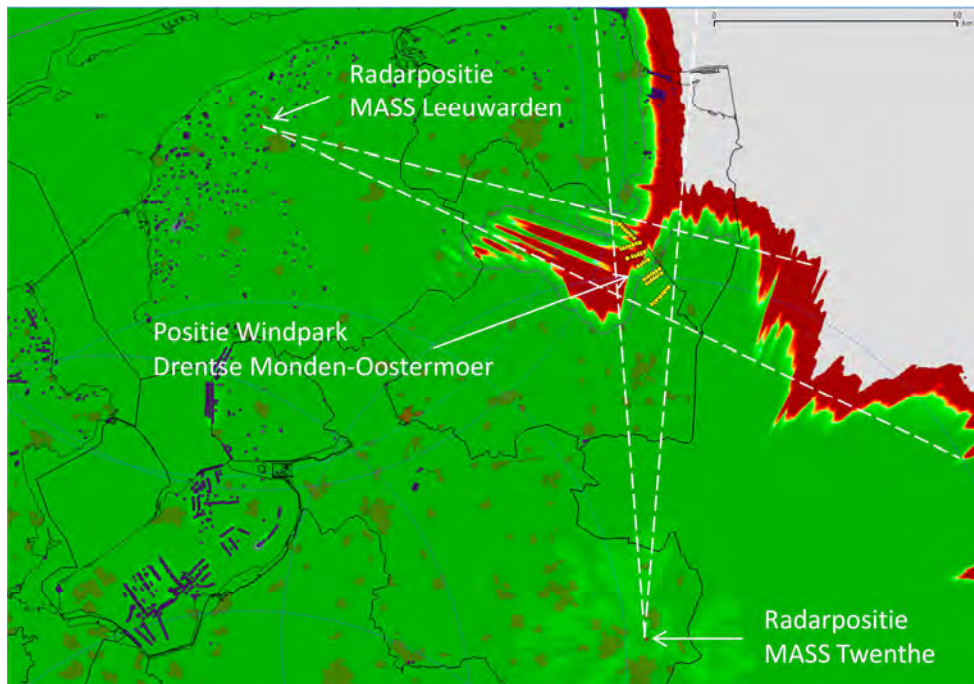
23 april 2015

Onze referentie

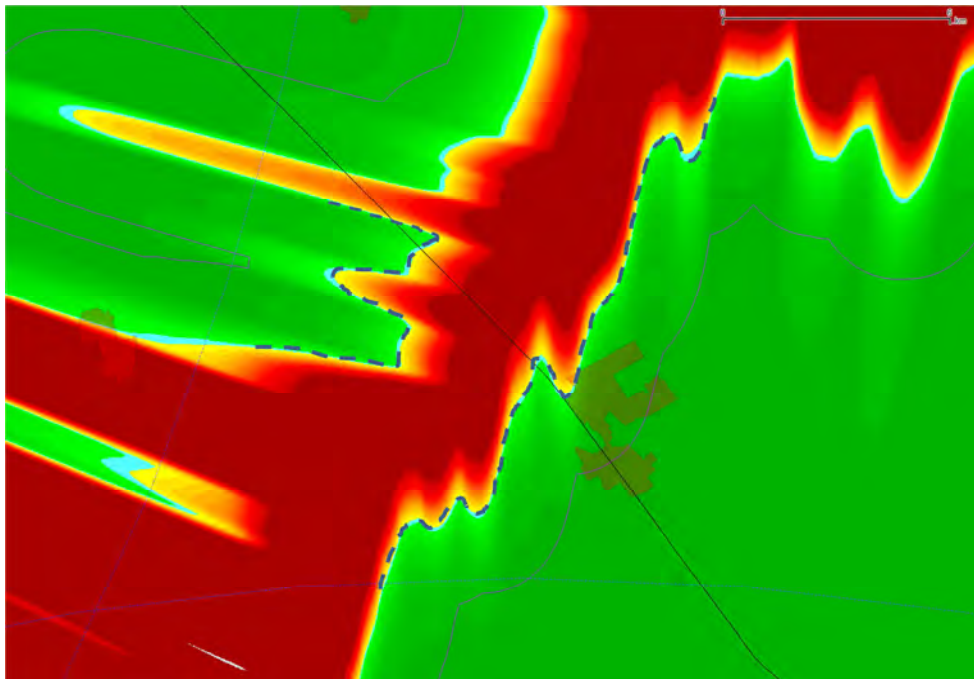
DHW-TS-2015-0100284781

Blad

15/17



Figuur 11 Detectiekans van het MASS verkeersleidingsradanetwerk berekend op 1000 voet in het schaduwgebied van het bouwplan nadat deze is gerealiseerd. Op dit figuur is detectiekansmiddeling toegepast. De stippellijnen geven aan waar de schaduw kan ontstaan.



Figuur 12 Het gebied rond het nog te realiseren bouwplan uit Figuur 8 groter weergegeven. De blauwe stippellijn geeft het 90% contour aan voordat de turbines zijn geplaatst.

Datum

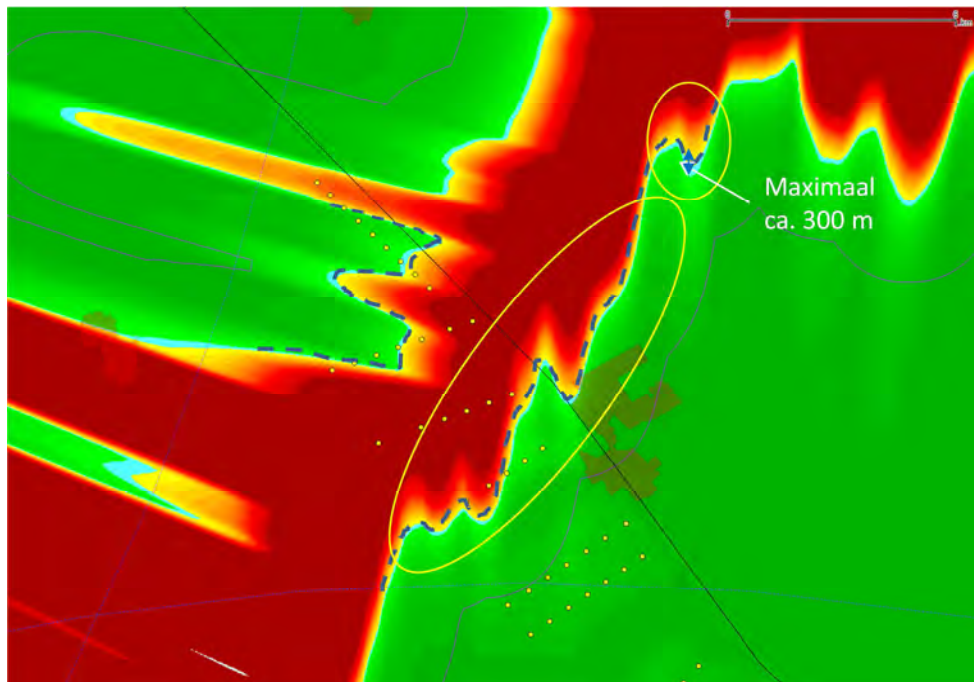
23 april 2015

Onze referentie

DHW-TS-2015-0100284781

Blad

16/17



Figuur 13 Het gebied rond het bouwplan Figuur 11 groter weergegeven. De blauwe stippellijn geeft het 90% contour aan voordat de turbines zijn geplaatst. De gele ovalen geven de gebieden aan waar een afname van het maximum bereik waarneembaar is.

Datum

23 april 2015

Onze referentie

DHW-TS-2015-0100284781

Blad

17/17

4 Afkortingen

AHN	Actueel Hoogtebestand Nederland
CTR	Controlled Traffic Region
MASS	Military Approach Surveillance System
MPR	Medium Power Radar
NAP	Normaal Amsterdams Peil
NASA	National Aeronautics and Space Administration
PSR	Primary Surveillance Radar
RDS	Rijksdriehoekstelsel
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission

BIJLAGE 14A





> Retouradres Postbus 90004, 3509 AA Utrecht

Pondera Consult
t.a.v. dhr. P. Janssen
Nooitgedacht 2
3701 AN ZEIST

Rijksvastgoedbedrijf
Directie Vastgoedbeheer
Afdeling Expertise & Realisatie
Defensie

Dr. Stolteweg 40
8025 AX Zwolle
Postbus 90004
3509 AA Utrecht
Nederland
www.rijksvastgoedbedrijf.nl

Contactpersoon
drs. M.H. Mudde
T 038-4572338
M 0653362085
mh.mudde@mindef.nl

Ons Kenmerk
2015032117

Uw brief (kenmerk)

Bijlagen
0

Het Rijksvastgoedbedrijf is een uitvoeringsdienst van het Rijk die op 1 juli 2014 is ontstaan uit een fusie van vier vastgoeddiensten: de Dienst Vastgoed Defensie, de Rijksgebouwendienst, het Rijksvastgoed- en ontwikkelingsbedrijf en de directie Rijksvastgoed.

Datum 9 juni 2015
Betreft Beoordeling Windpark Drentse Monden-Oostermoer

Geachte heer Janssen,

Met uw e-mail van 24 april jongstleden heeft u het door de Minister van EZ vastgestelde voorkeursalternatief van het windpark De Drentse Monden – Oostermoer ter beoordeling voorgelegd aan het Ministerie van Defensie. Het project is door het Rijksvastgoedbedrijf en het Ministerie van Defensie beoordeeld t.a.v. de volgende defensiebelangen:

- a. Ligging ten opzichte van de militaire nr. 10;
- b. Gedeeltelijke ligging binnen het verstoringsgebied van het MASS-radarnetwerk (radarstation Twente).

Ad a. Militaire laagvliegroute nr. 10

In het kader van de planontwikkeling en de milieueffectrapportage van dit windturbineproject heeft diverse malen contact plaatsgevonden tussen Pondera Consult en het Rijksvastgoedbedrijf.

Aanvankelijk was een klein aantal windturbines geprojecteerd onder het tracé van de laagvliegroute. Op aanwijzing van het Rijksvastgoedbedrijf is het plan zodanig aangepast dat alle windturbines thans (juist) buiten de route zijn geprojecteerd. Het vastgestelde inrichtingsplan van het windpark Drentse Monden – Oostermoer is, mits uitgevoerd overeenkomstig de in bijlage bij uw e-mail aangegeven kaartcoördinaten, niet in strijd met de in het Barro/Rarro vastgelegde bouwbeperkingen van de militaire laagvliegroute nr. 10.

Ad b. Verstoringsgebied MASS-radarnetwerk (radarstation Twente)

De locatie van het windpark is gelegen binnen de radarverstoringsgebieden van het MASS-radarnetwerk (radarstation Twente). De ter plaatse geldende radar-toetsingshoogte bedraagt circa 136 meter en wordt derhalve overschreden door de tiphoogte (175 tot 211 meter) van de nieuwe windturbines. In uw opdracht heeft TNO het in het BARRO voorgescreven radarverstoringsonderzoek uitgevoerd. De resultaten hiervan zijn vastgelegd in het rapport "Radarverstoringsonderzoek Windpark De Drentse Monden-Oostermoer, nummer DHW-TS-2015-0100284781 van 22 april 2015". De conclusies van deze rapportage luiden als volgt:

1. Na realisatie van het bouwplan is er op de toetsingshoogte van 1000 voet een minimale detectiekans geconstateerd van 98% ter hoogte of in de direct nabijheid van het bouwplan. Het bouwplan voldoet daarmee aan de geldende operationele norm.

2. Na realisatie van het bouwplan is er op de toetsingshoogte van 1000 voet een maximale afname van circa 300 m van het maximum bereik waarneembaar. Het bouwplan voldoet daarmee aan de geldende operationele norm inzake de maximaal toelaatbare schaduwwerking.

Rijksvastgoedbedrijf
Directie Vastgoedbeheer
Afdeling Expertise & Realisatie
Defensie

Ons Kenmerk
2015032117

Samenvattend:

- a. De locatie is gelegen (juist) buiten het beperkingengebied van de linkroute nr. 10
- b. De locatie is gelegen binnen het radarverstoringsgebied van het MASS radarsysteem (radarstation Twente). Uit het in opdracht van de initiatiefnemer uitgevoerde radarverstoringsonderzoek is gebleken dat de gestelde normen met betrekking tot de maximaal aanvaardbare verstoring van dit radarsysteem niet worden overschreden.

Gelet op het bovenstaande is door het Ministerie van Defensie geconcludeerd dat er geen bezwaar bestaat tegen realisatie van de door de Minister van EZ vastgestelde voorkeursvariant van het Windpark Drentse Monden- Oostermoer.

Hoogachtend,

De Minister van Defensie,
voor deze:
De Eerstaanwezend Ingenieur Directeur

b/g

mr. drs. T.J.A. Zijlmans
Hoofd Expertise en Realisatie Defensie

Kolonel ir. M.P.G. Mulder

BIJLAGE 14B





> Retouradres Postbus 575 2130 AN Hoofddorp

Pondera Consult
T.a.v. de heer P. Janssen
P.Janssen@ponderaconsult.com

Inspectie Leefomgeving en Transport

ILT/Luchtvaart
Saturnusstraat 50
Hoofddorp
Postbus 575
2130 AN Hoofddorp
www.ilent.nl

Contactpersoon

Meld- en Informatiecentrum
T 088 489 00 00

ing. H. van den Berg
Senior inspecteur

T +31 (0)70 456 3442
F +31 (0)70 456 30 01

Datum **20 FEB. 2014**
Betreft Windpark De Drentse Monden

Ons kenmerk

ILT-2014/1169

Uw kenmerk

Uw e-mail 4-11-2013

Bijlage(n)

1

Geachte heer Janssen,

De Inspectie Leefomgeving en Transport (de Inspectie) heeft uw e-mail van 4 november 2013 ontvangen. In uw e-mail vraagt u om een beoordeling van de realisatie van een grootschalig windproject De Drentse Monden – Oostermoer op de locatie zoals aangegeven in bijlage I. De beoogde windturbines hebben een tiphoogte van 175 of 200 meter. In reactie op uw verzoek kan ik u het volgende medelen.

De Inspectie toetst of te realiseren objecten gevolgen hebben voor de veiligheid van de burgerluchtvaart. De plannen worden getoetst aan de hand van internationale burgerluchtvaartcriteria welke zijn opgesteld door de International Civil Aviation Organisation (ICAO). In het ICAO document over luchthavens (Annex 14) zijn de criteria met betrekking tot hoogtebeperkingen rondom luchthavens verwoord. Doel hiervan is het luchtruim rond luchthavens vrij te houden van obstakels om zodoende vliegtuigoperaties van en naar de luchthaven veilig te kunnen uitvoeren. Zo wordt voorkomen dat de omgeving van een luchthaven ongecontroleerd wordt volgebouwd. De door u voorgestelde windturbines bevinden zich buiten dergelijke hoogtebeperkingsgebieden.

Ondermeer op grond van internationale burgerluchtvaartregelgeving dienen minimaal de volgende objecten van obstakelmarkering en -lichten te worden voorzien:

- objecten met een hoogte van 150 meter of meer;
- objecten binnen een afstand van 120 meter tot water- en/of snelwegen met een hoogte van 100 meter of meer;
- objecten in de nabijheid van luchtvaartterreinen;
- objecten met een hoogte van 100 meter of meer binnen laagvlieggebieden;
- objecten met een hoogte van 45 meter of meer ten opzichte van het maaiveld binnen een afstand van 950 m (ruim 0,5NM) tot een SAR route.

Aangezien de windturbines een tiphoogte krijgen hoger dan 150 meter verzoek ik u de windturbines van obstakellichten te voorzien.



Hierbij dienen de windturbines aan de randen van het windpark van obstakellichten te worden voorzien, zodanig dat alle windturbines op de hoekpunten van het windpark van obstakellichten zijn voorzien en alle overige windturbines op de randen van het windpark zodanig dat de horizontale afstand tussen twee windturbines welke van obstakellichten zijn voorzien maximaal 900 meter bedraagt.

**Inspectie Leefomgeving en
Transport**
ILT/Luchtvaart

Ons kenmerk
ILT-2014/1169

Op de windturbines welke op grond van het bovenstaande van obstakellichten worden voorzien dienen de obstakellichten als volgt te worden aangebracht:

Voor de daglichtperiode:

- Op het hoogste vaste punt van de windturbineconstructie een wit flitsend obstakellicht met een gemiddelde lichtintensiteit van 20.000 candela (ICAO Medium Intensity type A; 20-60 flitsen per minuut).

Voor de nachtlichtperiode:

- Op het hoogste vaste punt van de windturbineconstructie een rood, flitsend obstakellicht met een gemiddelde lichtintensiteit van 2.000 candela (ICAO Medium Intensity type B; 20-60 flitsen per minuut).
- Circa 45-52 meter onder het hoogste vaste punt van de windturbineconstructie rode, vastbrandende obstakellichten met een lage lichtintensiteit van 50 candela.

De aangebrachte obstakellichten dienen vanuit de lucht rondom zichtbaar te zijn. Dit kan resulteren in het aanbrengen van meerdere lichten per niveau. Flitsende lichten in het windpark dienen gelijktijdig te flitsen. De lichten mogen naar de grond toe afgeschermd worden. Tevens verzoek ik u de windturbines uit te voeren in een witte kleur. Ik verzoek u voor de uitwerking van het bovenstaande een lichtenplan ter toetsing aan mij voor te leggen.

Luchtverkeersleiding Nederland (LVNL) beoordeelt de invloed van de windturbines op de correcte werking van de ondermeer elektronische navigatie-, communicatie-, en landingshulpmiddelen. LVNL heeft per e-mail van 13 november 2013 aangegeven geen bezwaar te hebben tegen de door u voorgestelde plannen. Voor de invloed van de windturbines op de militaire luchtvaartoperaties verzoek ik u Defensie te raadplegen.

Tenslotte wil ik u erop wijzen dat alle objecten met een hoogte van 100 meter of meer aan luchtvaardenden moeten worden bekend gesteld. Daarvoor verzoek u tijdens de realisatie van de windturbines en de windmeetmast het formulier *Melding Luchtvaartobstakels van 100 meter en hoger* in te vullen en toe te zenden aan de heer J. van Rosmalen van mijn dienst (obstakels@ilent.nl).

Dit formulier is te downloaden op

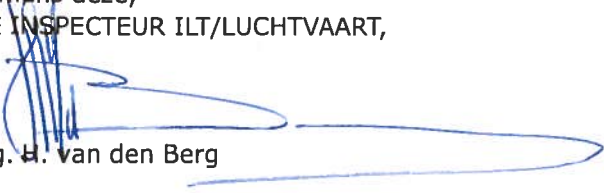
http://www.ilent.nl/onderwerpen/transport/luchtvaart/formulieren_luchtvaart.



Ik vertrouw erop u hierbij voldoende te hebben geïnformeerd.

Met vriendelijke groet,

DE STAATSSECRETARIS VAN INFRASTRUCTUUR EN MILIEU,
namens deze,
DE INSPECTEUR ILT/LUCHTVAART,


ing. H. van den Berg

**Inspectie Leefomgeving en
Transport**
ILT/Luchtvaart

Ons kenmerk
ILT-2014/1169



BIJLAGE I LOCATIE WINDTURBINES WINDPARK DE DRENTSE MONDEN

**Inspectie Leefomgeving en
Transport**
ILT/Luchtvaart

Alternatief A: kleine turbines

- Aantal turbines: 77
- Ashoogte: 119m
- Rotordiameter: 112m
- Tiphoogte: 175m
- Voorbeeld windturbine: Vestas V112

Ons kenmerk
ILT-2014/1169

Alternatief B: grote turbines

- Aantal turbines: 77
- Ashoogte: 139m
- Rotordiameter: 122m
- Tiphoogte: 200m
- Voorbeeld windturbine: Repower 3.0M-122



LOCATIE WINDTURBINES VARIANT B

Inspectie Leefomgeving en
Transport
ILT/Luchtvaart

Ons kenmerk
ILT-2014/1169

Raedthuys			
WTG	X	Y	Onderlinge afstand
1	257942	556988	633,34
2	257347	556771	630,86
3	256755	556553	652,99
4	256142	556328	619,75
5	255560	556115	1099,90
6	254526	555740	638,38
7	253926	555522	
8	258374	555346	630,35
9	257828	555031	629,48
10	257283	554716	725,73
11	256654	554354	759,35
12	255996	553975	629,48
13	255451	553660	
14	258757	554497	632,66
15	258234	554141	634,05
16	257710	553784	700,29
17	257138	553380	675,37
18	256579	553001	671,80
19	256025	552621	
20	261039	553648	629,74
21	260523	553287	630,32
22	260007	552925	629,74
23	259491	552564	630,32
24	258975	552202	629,74
25	258459	551841	629,74
26	257943	551480	630,32
27	257427	551118	629,74
28	256911	550757	629,74
29	256395	550396	



DEE			
WTG	X	Y	Onderlinge afstand
1	261601	552853	630,32
2	261085	552491	629,74
3	260569	552130	629,74
4	260053	551769	630,32
5	259537	551407	629,74
6	259021	551046	606,82
7	258526	550695	581,10
8	258047	550366	630,32
9	257531	550004	629,74
10	257015	549643	
11	262533	551510	629,36
12	262014	551154	630,75
13	261494	550797	629,93
14	260975	550440	629,93
15	260456	550083	629,93
16	259937	549726	629,93
17	259418	549369	630,19
18	258898	549013	629,93
19	258379	548656	
20	262879	549773	609,65
21	262471	549320	609,65
22	262063	548867	610,39
23	261655	548413	609,65
24	261247	547960	609,65
25	260839	547507	611,06
26	260430	547053	609,65
27	260022	546600	609,65
28	259614	546147	

**Inspectie Leefomgeving en
Transport**
ILT/Luchtvaart

Ons kenmerk
ILT-2014/1169



Oostermoer			
WTG	X	Y	Onderlinge afstand
1	249996	565450	686,60
2	250482	564965	598,92
3	250905	564541	503,46
4	251261	564185	504,87
5	251618	563828	
6	252844	562615	492,15
7	253191	562266	503,46
8	253547	561910	517,03
9	253921	561553	508,43
10	254284	561197	506,36
11	254648	560845	501,36
12	255006	560494	514,09
13	255373	560134	519,05
14	255744	559771	
15	257134	558975	630,27
16	256538	558770	1176,11
17	255432	558370	629,33
18	254837	558165	630,27
19	254241	557960	630,27
20	253645	557755	

**Inspectie Leefomgeving en
Transport**
ILT/Luchtvaart

Ons kenmerk
ILT-2014/1169



LOCATIE WINDTURBINES VARIANT A

Inspectie Leefomgeving en
Transport
ILT/Luchtvaart

Ons kenmerk
ILT-2014/1169

Raedthuys			
WTG	X	Y	Onderlinge afstand
1	257788	556932	566,04
2	257260	556728	568,59
3	256727	556530	592,00
4	256172	556324	637,18
5	255574	556104	1182,02
6	254465	555695	561,68
7	253939	555498	
8	258736	555555	560,02
9	258251	555275	560,02
10	257766	554995	560,02
11	257281	554715	712,21
12	256663	554361	794,83
13	255975	553963	549,73
14	255499	553688	
15	258650	554456	560,30
16	258188	554139	559,47
17	257727	553822	560,61
18	257266	553503	559,79
19	256806	553184	559,79
20	256346	552865	560,11
21	255887	552544	
22	261038	553648	549,87
23	260588	553332	550,11
24	260137	553017	549,87
25	259687	552701	550,11
26	259236	552386	509,64
27	258819	552093	506,53
28	258403	551804	587,24
29	257920	551470	560,11
30	257461	551149	560,11
31	257002	550828	560,68
32	256543	550506	



DEE			
WTG	X	Y	Onderlinge afstand
1	261601	552855	550,11
2	261150	552540	549,30
3	260700	552225	550,69
4	260249	551909	549,30
5	259799	551594	550,69
6	259348	551278	549,30
7	258898	550963	550,69
8	258447	550647	550,11
9	257996	550332	549,87
10	257546	550016	550,11
11	257095	549701	
12	262534	551511	560,29
13	262064	551206	560,68
14	261605	550884	559,29
15	261147	550563	560,11
16	260688	550242	560,11
17	260229	549921	559,29
18	259771	549600	560,68
19	259312	549278	560,29
20	258842	548973	559,70
21	258378	548660	
22	262787	549654	550,19
23	262419	549245	550,19
24	262051	548836	549,44
25	261683	548428	550,19
26	261315	548019	550,19
27	260947	547610	550,19
28	260579	547201	549,44
29	260211	546793	550,19
30	259843	546384	539,56
31	259482	545983	

**Inspectie Leefomgeving en
Transport**
ILT/Luchtvaart

Ons kenmerk
ILT-2014/1169

Oostermoer			
WTG	X	Y	Onderlinge afstand



1	250008	565455	473,06
2	250341	565119	411,55
3	250630	564826	415,80
4	250927	564535	477,30
5	251263	564196	448,31
6	251580	563879	
7	252891	562572	458,21
8	253214	562247	478,72
9	253551	561907	504,18
10	253910	561553	448,31
11	254227	561236	448,31
12	254544	560919	448,31
13	254861	560602	446,89
14	255177	560286	432,76
15	255485	559982	
16	253348	557643	558,20
17	253875	557827	548,98
18	254395	558003	558,41
19	254919	558196	541,08
20	255431	558371	1211,83
21	256571	558782	498,70
22	257043	558943	

**Inspectie Leefomgeving en
Transport**
ILT/Luchtvaart

Ons kenmerk
ILT-2014/1169

BIJLAGE 14C



Notitie

Datum	16 juni 2015
Aan	Initiatiefnemers windpark De Drentse Monden-Oostermoer
Van	Marjolein Pigge
Betreft	Zweefvliegvelden nabij windpark De Drentse Monden-Oostermoer
Projectnummer	709022

Inleiding

Er zijn een tweetal recreatieve vliegvelden aanwezig in de nabijheid van het windpark De Drentse Monden-Oostermoer, te weten zweefvliegveld Veendam en vliegveld Vledderveen (Stadskanaal). Het zweefvliegveld Veendam wordt geëxploiteerd door de Noord Nederlandse Zweefvliegclub. Op dit vliegveld stijgen zweefvliegtuigen op middels een lier en daarnaast mag maximaal tien dagen van een gebruiksjaar een sleepvliegtuig of TMG¹ worden gebruikt, uitsluitend voor het slepen van zweefvliegtuigen. Het vliegveld Vledderveen wordt geëxploiteerd door de vliegclub Westerwolde. Deze luchthaven is in gebruik voor Microlight Aeroplanes (MLA's).

Beide vliegvelden mogen het hele jaar door geëxploiteerd worden. Het vliegveld Vledderveen is op een zodanig grote afstand (> 3 km) van het windpark gelegen waardoor het windpark geen belemmering kan betekenen voor het gebruik van dat vliegveld. De meeste noordelijke turbines van het deelgebied Oostermoer zijn op een afstand van circa 2 kilometer van het vliegveld Veendam gelegen waardoor het onderwerp nadere aandacht behoeft. Het een en ander is ook aangegeven in de mailwisseling met de Inspectie Leefomgeving en Transport (mail 28 mei 2013 van H. van den Berg, Inspectie).

Regels van toepassing op het zweefvliegveld Veendam

De realisatie van het windpark kan van invloed zijn op het gebruik van vluchten van en naar het zweefvliegveld nabij Veendam. Op dit zweefvliegveld is de Regeling Veilig Gebruik Luchthavens en andere Terreinen (RVGLT) van toepassing.

¹ motorzweefvliegtuig met een integraal gemonteerde niet intrekbare motor en niet intrekbare propeller, dat in staat is om op eigen kracht op te stijgen en te klimmen (Touring Motor Glider)

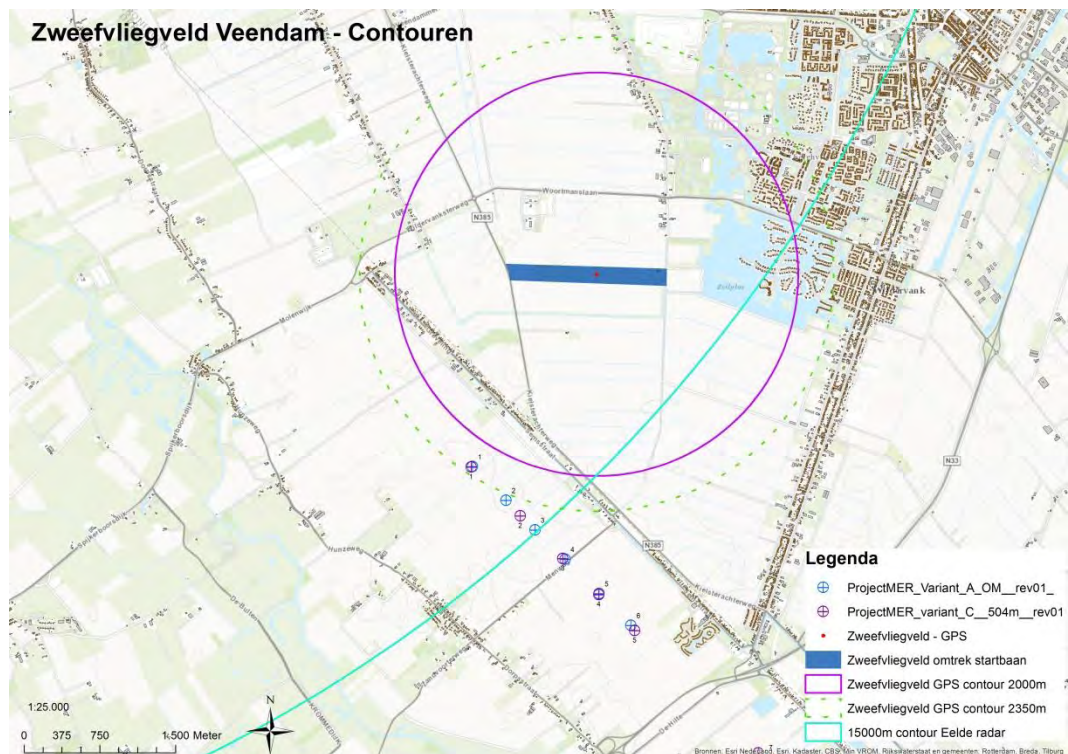
Op een zweefvliegveld (zweefvliegluchthaven) is hoofdstuk 3 van deze regelgeving van toepassing, en wel artikel 19, 20, 22, 29. Met betrekking tot obstakels in de omgeving geeft artikel 29 het volgende aan:

1. *Een luchthaven die gebruikt wordt door een zweefvliegtuig en het gebruik hiervan voldoen, onverminderd het bepaalde in § 2, aan de volgende eisen: ...*
 - i. *indien binnen een gebied met een straal van 2000 meter vanuit de vastgestelde geografische positie van de luchthaven obstakels steken door een denkbeeldig horizontaal vlak op een hoogte van 45 meter boven het hoogst gelegen punt binnen de luchthaven of door het vlak dat aansluit op het horizontale vlak en dat in hoogte oploopt met een helling van 1:10 (hoogte:afstand) tot een hoogte van 80 meter, neemt de exploitant ter waarborging van het veilig gebruik van de luchthaven maatregelen met betrekking tot die obstakels;*
 - j. *de luchthaven is zodanig gelegen dat ter weerszijden van de start- of landingsplaats geen obstakels steken door een denkbeeldig vlak dat met de lengte van de start- of landingsplaats als basis, oploopt met een helling van 1:2 (hoogte:afstand) en aansluit op het horizontale vlak, bedoeld in onderdeel i.*
2. *Indien een luchthaven als bedoeld in het eerste lid mede wordt gebruikt door een TMG of zelfstartend zweefvliegtuig, dan ...*
3. *Indien een luchthaven als bedoeld in het eerste lid mede wordt gebruikt door een vliegtuig dat wordt gebruikt ten behoeve van het slepen van een zweefvliegtuig, dan ...*
4. *Een luchthaven als bedoeld in het tweede en derde lid is zodanig gelegen dat in het verlengde van de baan geen obstakels steken door een denkbeeldig vlak dat met de breedte van de baan als basis, oploopt met een helling van 1:20 (hoogte:afstand) en divergeert met 10% tot op een afstand van 900 meter van de baan.*
5. *Een luchthaven als bedoeld in het tweede en derde lid is zodanig gelegen dat ter weerszijden van de baan geen obstakels steken door een denkbeeldig vlak dat met de lengte van de baan als basis, oploopt met een helling van 1:5 (hoogte:afstand) en aansluit op het vlak, bedoeld in het vierde lid.*

Daarnaast is op het vliegveld Veendam de “Luchthavenregeling Veendam” van toepassing (Provinciale Staten van Groningen, 18 juni 2013): “Deze regeling is van toepassing op de luchthaven gelegen aan de Borgercompagnie 266 te Veendam, kadastraal bekend gemeente Wildervank, sectie N, nummers 128, 129, 137, 138, 139, 140, 141 en 142, geografische positie 53°05'04"NB, 006°49'25"OL zoals aangegeven op de bij deze regeling behorende kaart. De omvang van de luchthaven bedraagt ca. 155 x 1500 meter. De luchthaven is oost-west gesitueerd. Afhankelijk van de windrichting wordt aan de oostelijke of westelijke zijde van de luchthaven gestart of geland.”

Middels de Luchthavenregeling Veendam is het gebruik van de locatie door zweefvliegtuigen toegestaan. Voor de starts wordt in principe gebruik gemaakt van een lier. Een beperkt aantal starts (maximaal 200/jaar) mag worden uitgevoerd met een daarvoor geschikt sleepvliegtuig, “*Om die reden stellen wij geen nadere eisen met betrekking tot geluid en externe veiligheid*”, aldus Provinciale Staten. Artikel 29 Lid 3 tot en met 5 van de RVGLT is dus ook relevant vanwege het, weliswaar zeer beperkte, mogelijke gebruik met een sleepvliegtuig.

Figuur 1 Contouren zweefvliegveld Veendam



Op basis van artikel 29 lid 1 van de RVGLT kan worden geconstateerd dat:

- er een belemmerend gebied van 2.000 meter geldt rond de geografische positie van het vliegveld voor obstakels van hoger dan 45 meter;
- er in het gebied van 2.000 tot 2.350 meter rond de geografische positie een belemmering geldt voor obstakels van 45 meter oplopend tot 80 meter.

Op basis van artikel 29 lid 3 tot en met 5 van het RVGLT kan worden geconcludeerd dat:

- er in het verlengde van de baan (en een hoek van 10% aan beide zijden) tot een afstand van 900 meter geen obstakels mogen zijn tot een hoogte van 45 meter;
- er aan weerszijden van de baan tot op een afstand van 900 meter oplopend tot een hoogte van 45 meter geen obstakels mogen zijn.

Deze regels zijn feitelijk vereisten voor de exploitatie van het vliegveld en betreffen geen harde beperkingen voor ruimtelijke ontwikkelingen in de omgeving (zoals bijvoorbeeld bouwhoogtebeperkingen). De windturbines binnen een gebied van 2.350 meter van de

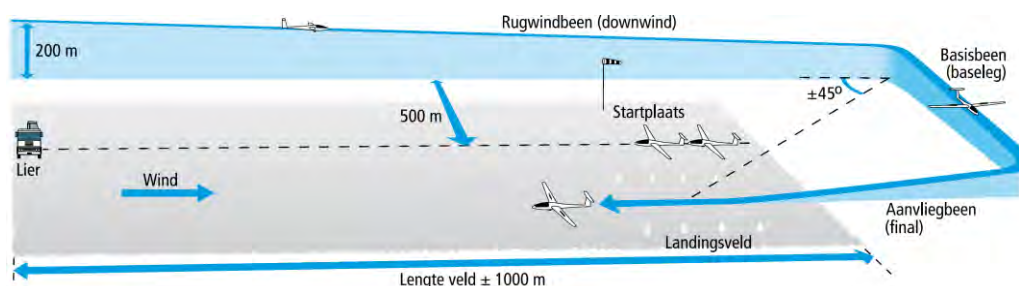
geografische positie kunnen echter wel van invloed zijn op vluchten van en naar dit zweefvliegveld. De exploitant van het zweefvliegveld dient conform de RVGLT bij de plaatsing van de windturbines dusdanige maatregelen te nemen dat vluchten van en naar het zweefvliegveld veilig kunnen worden uitgevoerd. Het kan zijn dat de exploitant hierdoor in de vluchtuitvoering wordt beperkt.

Achtergrondinformatie van het zweefvliegen

Om meer inzicht te krijgen in (de regels van) het zweefvliegen in relatie tot de benodigde ruimte staan hieronder de belangrijkste punten²:

- bij een lierstart worden zweefvliegtuigen in zo'n 30 seconden opgetrokken naar een hoogte van zo'n 400 meter, afhankelijk van de (thermische) omstandigheden, en dan wordt de lierkabel van het toestel ontkoppelt. Deze start vindt in zijn geheel boven het terrein van het vliegveld plaats;
- start en landing wordt in principe in de zelfde richting op de baan gemaakt;
- zonder thermiek daalt een zweefvliegtuig circa 1 meter per seconde;
- het vliegen van het zweefvliegcircuit (landingspatroon)³ is een veiligheidsprocedure voor de landing;
- het aanknopingspunt (beginpunt) voor het circuit ligt op een afstand van ongeveer 200 meter hoogte en ongeveer 500 meter naast de lier. Hier begint de zweefvlieger aan zijn circuit (zie **Figuur 2** ter illustratie);
- parallel aan de lierbaan (rugwindbeen) wordt de daling verder ingezet op landingsnelheid, ter hoogte van de andere hoek van het zweefvliegveld zit de zweefvlieger idealiter nog op zo'n 150 meter hoogte;
- vervolgens draait de zweefvlieger op het moment dat het landingsveld schuin achter ligt (maximaal 45° schuin achter) het basisbeen in (zie **Figuur 2**) en zet ter hoogte van het landingsveld (op 80-100 meter hoogte en zo'n 700 tot 800 meter afstand tot het landingsveld) de landing in op het aanvliegbeen;
- op het moment dat er harde wind is wordt het basisbeen al eerder ingedraaid.

Figuur 2 Illustratie standaard zweefvliegcircuit



Bron: "Zweefvliegen - elementaire vliegopleiding"

² Informatie verkregen op basis van het lesboekje "Zweefvliegen - elementaire vliegopleiding" van Dirk Corporaal (4^e druk 2013) en gesprekken met zweefvliegers.

³ Het circuit is geen vastgelegd patroon dat altijd exact wordt gevlogen maar een basisvariant waarop (kleine) afwijkingen kunnen plaatsvinden.

In alle alternatieven en varianten is er sprake van de projectie van één turbine binnen de straal van 2.350 meter (zie **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.**) rond het zweefvliegveld, maar wel op een afstand groter dan 2.000 meter. Voor het uitvoeren van een landingspatroon rond het zweefvliegveld is minimaal een zone van 500 tot 800 meter rond het vliegveld nodig (zie ook bijlage 14C). Voor het veilig uitvoeren van een landingspatroon is uiteraard een grotere afstand nodig zonder obstakels. Er is echter ruim 2.000 meter rond het vliegveld beschikbaar en de oriëntatie van de start-landingsbaan is parallel aan het windpark. Hierdoor wordt ingeschat dat de vluchtuitvoering niet beperkt wordt in technische zin.

Uit een verkennende overleg met de exploitant van het vliegveld⁴ is al gebleken dat deze in beginsel geen bezwaren tegen de komst van het windpark heeft, maar dat wel aandacht wordt gevraagd voor het veilige gebruik van het zweefvliegveld.

In de uiteindelijke keuze voor het voorkeursalternatief is daarom rekening gehouden met het zweefvliegveld, doordat geen windturbines ten noorden van de N33 worden gerealiseerd. Daarmee blijft de VKA opstelling ruim buiten een afstand van 2.350 meter tot het zweefvliegveld.

⁴ Gesprek met bestuur Noor d Nederlandse Zweefvliegclub, d.d. 9 januari 2012.

BIJLAGE 15



MEMO

Datum	03 07-2015
Aan	Paul Janssen
Van	Andrew Beltau
Betreft	Productieberekeningen windpark De Drentse Monden en Oostermoer
Projectnummer	S11067 P2

Inleiding

Duurzame Energieproductie Exloërmond BV, Raedthuys Windenergie BV en Vereniging Windpark Oostermoer zijn gezamenlijk initiatiefnemer voor het realiseren van windpark De Drentse Monden en Oostermoer (WP DMOM). Het windpark ligt in de gemeenten Borger - Odoorn en Aa en Hunze en wordt planologisch mogelijk gemaakt door een rijksinpassingsplan. Ten behoeve van het gecombineerde plan/ project MER zijn modelberekeningen gemaakt naar de jaarlijkse te verwachten productie en verliezen van het windpark DMOM. Hierbij is het windpark voor vijf alternatieven beschouwd, te weten:

- alternatief A: 85 standaardturbines in lijnopstellingen, rotordiameter van 112 m en ashoogte van 119 m ('klein');
- alternatief AL: 63 standaardturbines in lijnopstellingen, rotordiameter van 112 m en ashoogte van 119 m ('klein'), geen turbines binnen LOFAR zone II;
- alternatief B: 77 standaardturbines in lijnopstellingen, rotordiameter van 122 m en ashoogte van 139 m ('groot');
- alternatief BL: 57 standaardturbines in lijnopstellingen, rotordiameter van 122 m en ashoogte van 139 m ('groot'), geen turbines binnen LOFAR zone II;
- voorkeursalternatief VKA: 50 standaardturbines in lijnopstellingen, rotordiameter van 131 m en ashoogte van 145 m of rotordiameter van 122 m en ashoogte van 139 m.

Onderzoek

Een windturbine 'vangt' wind om de rotor te laten draaien en hiermee elektriciteit op te wekken. De windsnelheid achter de turbine zal afnemen waardoor er een negatief effect optreedt op de productie van nabijgelegen windturbines binnen de invloedssfeer van de voorste turbine (zog of wake effecten). In het onderzoek naar productierendement (som van het park gedeeld door de som van de solitaire turbines) zijn de optredende effecten meegenomen op de jaarlijkse elektriciteitsproductie. In het onderzoek is geen rekening gehouden met opbrengstverliezen als gevolg van obstakels (gebouwen en bomen).

Om de verwachte productie van een windpark te kunnen berekenen dient het lokale windklimaat bekend te zijn. Omdat er geen windmetingen op de locatie(s) zijn uitgevoerd is het verwachte windklimaat op verzoek van Raedthuys Windenergie BV gebaseerd op langdurige

wind statistische gegevens aangereikt door Ecofys. In de rapportage 'Wind resource assessment and yield prediction for wind farm De Drentse Monden and Oostermoer' van Ecofys d.d. 20 mei 2015 is een te verwachten windklimaat gegeven. Het windaanbod is hier vastgesteld over de jaren 2000 tot en met 2009 van de KNMI stations Nieuw Beerta en Heino. De wegingsfactoren waren hier respectievelijk 67% en 33%. Nadrukkelijk wordt in de rapportage gesteld dat geen validatie heeft plaatsgevonden met (recent) bekende productie- en windgegevens van bestaande windturbines in de omgeving van DMOM. Hierdoor bestaan er grove onzekerheden in het werkelijke windaanbod en de productieberekeningen van de nieuwe turbines.

Voor de productieberekeningen is gebruik gemaakt van de rekenmodellen *WindPRO*[®] versie 3.0.619 en *WAsP*[®]. In *WindPRO*[®] is een model van de locatie opgesteld, bestaande uit een topografische kaart van de locatie en de omgeving, de windturbinelocaties, de hoogtelijnen, en de ruwheidskartering. *WAsP*[®] is gebruikt als berekeningspakket om het windveld (verdeling en turbulentie) om te rekenen naar de locatie op ashoogte.

Turbines

Alternatief A en AL



De **Vestas V112-3.0 MW** heeft een rotordiameter van 112 m met drie rotorbladen. Het nominale elektrische vermogen is 3.075 kW. Het toerental van de rotor is continu variabel tussen circa 8,1 en 17,7 tpm. De turbines worden geplaatst op conische stalen buismasten waardoor de rotoras circa 119 m boven het maaiveld komt. Het hoogste punt van de rotor wordt circa 175 m hoog. De turbine begint te draaien bij een windsnelheid van circa 3 m/s. Bij windsnelheden boven 25 m/s wordt de rotor gestopt uit veiligheidsoverwegingen. De kleur van de rotorbladen en de mast is lichtgrijs, de rotorbladen zijn semi-mat. De grootste breedte van het blad is circa 4 m; aan de tip zijn de bladen circa 0,5 m breed.

Alternatief B en BL



De **Senvion 3.0M122** turbine heeft een rotordiameter van 122 m met drie rotorbladen. De rotor heeft een variabel toerental tussen 5,6 en 11,3 tpm, afhankelijk van de windsnelheid. Het nominale generatorvermogen is 3.000 kW. De turbine wordt geplaatst op een conische stalen buismast waardoor de ashoogte 139 m wordt. Het hoogste punt van de rotor wordt circa 200 m hoog. De turbine begint te draaien bij een windsnelheid van circa 3 m/s. Bij windsnelheden boven 22 m/s wordt de turbine gestopt uit veiligheidsoverwegingen. De kleur van de rotorbladen, generatorhuis en de mast is wit en niet reflecterend. De grootste breedte van het blad is circa 3,8 m.

Alternatief VKA



De **Nordex N131/3000** heeft een rotordiameter van 131 m met drie rotorbladen. Het nominale elektrische vermogen is 3.000 kW. Het toerental van de rotor is continu variabel tussen circa 6,5 en 11,6 tpm. De turbines worden hier geplaatst op conische stalen buismasten waardoor de rotoras circa 145 m boven het maaiveld komt. Het hoogste punt van de rotor wordt circa 210,5 m hoog. De turbine begint te draaien bij een windsnelheid van circa 3 m/s. Bij windsnelheden boven 20 m/s wordt de rotor gestopt uit veiligheidsoverwegingen. De kleur van de rotorbladen en de mast is lichtgrijs. De rotorbladen zijn semi-mat.

of



De **Senvion 3.0M122** turbine heeft een rotordiameter van 122 m met drie rotorbladen. De rotor heeft een variabel toerental tussen 5,6 en 11,3 tpm, afhankelijk van de windsnelheid. Het nominale generatorvermogen is 3.000 kW. De turbine wordt geplaatst op een conische stalen buismast waardoor de ashoogte 139 m wordt. Het hoogste punt van de rotor wordt circa 200 m hoog. De turbine begint te draaien bij een windsnelheid van circa 3 m/s. Bij windsnelheden boven 22 m/s wordt de turbine gestopt uit veiligheidsoverwegingen. De kleur van de rotorbladen, generatorhuis en de mast is wit en niet reflecterend. De grootste breedte van het blad is circa 3,8 m.

Van het voorkeursalternatief VKA zijn in bijlage 1 in een overzicht de windturbines/ het windpark in de omgeving in de vier windrichtingen weergegeven.

Productieresultaten

In bijlage 2 zijn de berekeningsuitgangspunten en -resultaten gegeven. De netto productie is de bruto productie verminderd met wake en mitigerende voorzieningen. Voor de verschillende alternatieven zijn verschillende mitigerende voorzieningen voor akoestiek en slagschaduw hinder benodigd volgens ons rapport 715012 AS WP Drentse Monden Oostermoer v7 van 22 mei 2015. In Tabel 1 zijn de te verwachten productieresultaten samengevat.

Tabel 1 Productiescenario's variant A, AL, B, BL en VKA; windpark DMOM

variant	productie [MWh/jr]	verliezen [%]			productie [MWh/jr]	
		wake	mitigatie			totaal*
	bruto		akoestiek	slagschaduw	netto	
variant A: 85x Vestas V112-3,0 MW op 119m						
	1.010.937	7,7%	0,09%	1,61%	9,3%	917.484
variant AL: 63x Vestas V112-3,0 MW op 119m						
	748.203	6,1%	0,12%	1,95%	8,1%	688.265
variant B: 77x Senvion 3.0M122 op 139m						
	1.055.620	5,9%	0,04%	1,98%	7,8%	973.068
variant BL: 57x Senvion 3.0M122 op 139m						
	780.840	4,7%	0,05%	2,38%	7,0%	726.338
variant VKA: 50x Nordex N131/3000 op 145m						
	739.619	5,5%	0,02%**	2,37%	7,8%	682.309
variant VKA: 50x Senvion 3.0M122 op 139m						
	684.493	5,0%	0,03%**	2,12%	7,1%	636.063

*: afronding $\pm 0,1\%$

** : geluidvoorzieningen nodig zijn voor een andere (worst case) referentieturbine OM 2-4.
 Hier is gerekend met mode 2 in de nachtperiode voor de Nordex N131/3000 turbine of mode 103 dB(A) in de nachtperiode voor de Senvion 3.0M122 turbine.

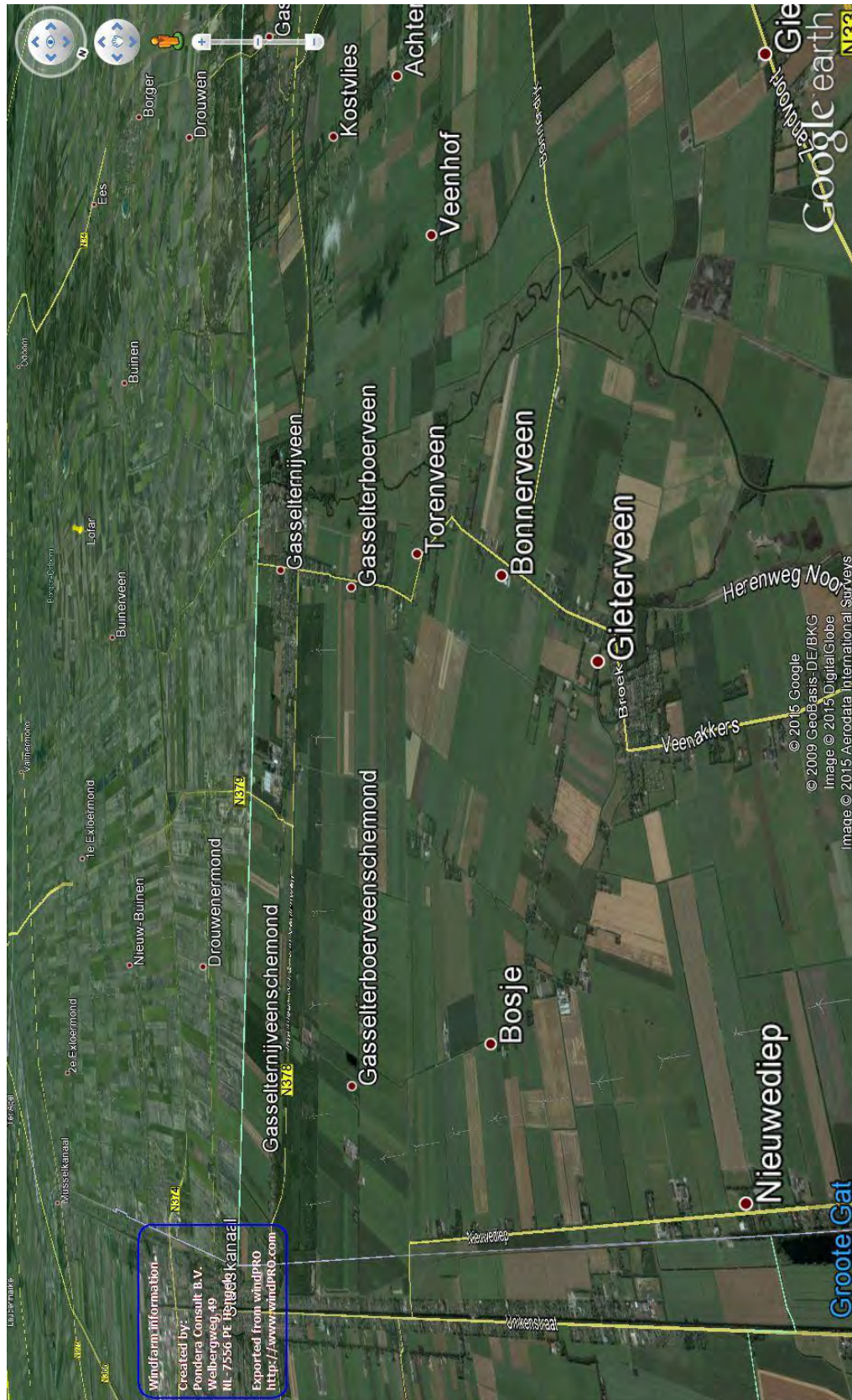
Met vriendelijke groet,

Pondera Consult,
 A.U.G. Beltau

BIJLAGE 1
OVERZICHT WINDTURBINES IN DE OMGEVING
ALTERNATIEF VKA



aanzicht noord



BIJLAGE 2
BEREKENINGSUITGANGSPUNTEN
EN -RESULTATEN



PARK - Main Result

Calculation: DMOM var A

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings

Air density calculation mode Individual per WTG
 Result for WTG at hub altitude 1,235 kg/m³ to 1,236 kg/m³
 Air density relative to standard 100,8 % to 100,9 %
 Hub altitude above sea level (asl) 118,2 m to 126,9 m
 Annual mean temperature at hub alt. 8,4 °C to 8,5 °C
 Pressure at WTGs 997,8 hPa to 998,8 hPa

Wake Model Parameters

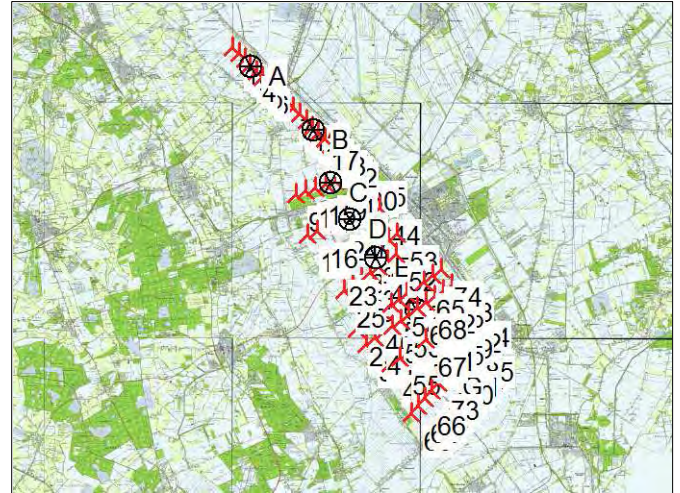
From angle To angle Terrain type Wake decay constant
 [°] [°]
 -180,0 180,0 Very open farmland 0,063

Displacement heights from objects

Wake calculation settings

Angle [°] Wind speed [m/s]
 start end step start end step
 0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

WAsP version WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100



New WTG

Site Data

Key results for height 100,0 m above ground level

Terrain Netherlands RD Amersfoort

X(East) Y(North) Name of wind Type
 distribution

Wind energy Mean wind speed Equivalent roughness

					[kWh/m ²]	[m/s]	
A	250.965	564.445	OOS noord	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.532	7,4	2,0
B	254.287	561.083	OOS midden	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.499	7,3	2,1
C	255.187	558.262	OOS zuid	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.364	7,3	2,2
D	256.228	556.301	OOS zuid 2	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.088	7,1	2,2
E	257.588	554.261	RH	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.372	7,2	2,2
F	259.709	551.499	RH - DEE	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.407	7,3	2,1
G	261.230	547.958	DEE	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.443	7,3	2,1

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed
							@hub height [m/s]
Wind farm	933.340,3	1.010.936,8	92,3	40,7	10.980,5	3.571	7,6

*) Based on wake reduced results, but no other losses included

Calculated Annual Energy for each of 85 new WTGs with total 261,4 MW rated power

Links	WTG type		Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Annual Energy Park				
	Valid	Manufact.					Type-generator	Creator	Name	Result	Efficiency	Capacity factor	Mean wind speed
1 A	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.893,1	98,02	44,1	7,73
2 A	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.621,9	96,30	43,1	7,71
3 A	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.551,0	95,58	42,9	7,71
4 A	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.564,1	95,64	42,9	7,71
5 A	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.564,2	95,98	42,9	7,70
6 A	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.733,5	96,91	43,5	7,72
7 B	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.716,6	97,28	43,5	7,70
8 B	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.550,5	95,95	42,9	7,69
9 C	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.393,0	96,42	42,3	7,61
10 B	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.530,0	95,56	42,8	7,70
11 C	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.051,9	93,99	41,0	7,59
12 B	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.424,6	95,19	42,4	7,68
13 D	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.006,8	96,48	40,8	7,45
14 B	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.407,3	94,74	42,3	7,70
15 C	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.049,5	93,26	41,0	7,62
16 D	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	10.881,5	94,95	40,4	7,47
17 B	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.317,6	94,44	42,0	7,68
18 B	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.232,3	94,13	41,7	7,66
19 C	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	10.964,1	92,84	40,7	7,61
20 B	Yes	VESTAS	V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.240,7	93,92	41,7	7,67

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - Main result

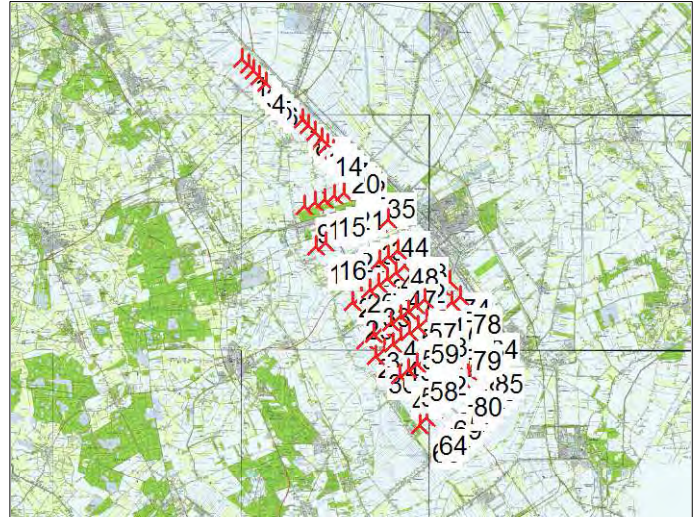
Calculation: DMOM var A

Main data for PARK

PARK calculation 3.0.619: DMOM var A
 Count 85
 Rated power 261,4 MW
 Mean wind speed 7,6 m/s at hub height
 Sensitivity 1,7 %AEP / %Mean Wind Speed
 Expected lifetime 20 Years

RESULTS

		P50	P84	P90
NET AEP	[GWh/y]	917,5	917,5	917,5
Capacity factor	[%]	40,1	40,1	40,1
Full load hours	[h/y]	3.510	3.510	3.510

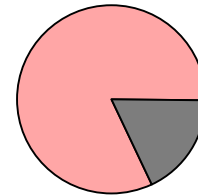


Scale: 400.000

Result details

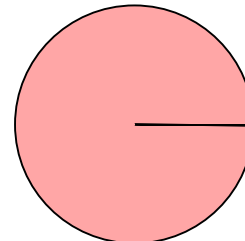
	P50	Uncertainty
GROSS AEP *)	1.010,9 GWh/y	0,0 %
Bias correction	0,0 GWh/y	0,0 %
Loss correction	-93,5 GWh/y	-9,2 %
Wake loss		-7,7 %
Other losses		-1,7 %
NET AEP	917,5 GWh/y	0,0 %

Loss: 9,2 %

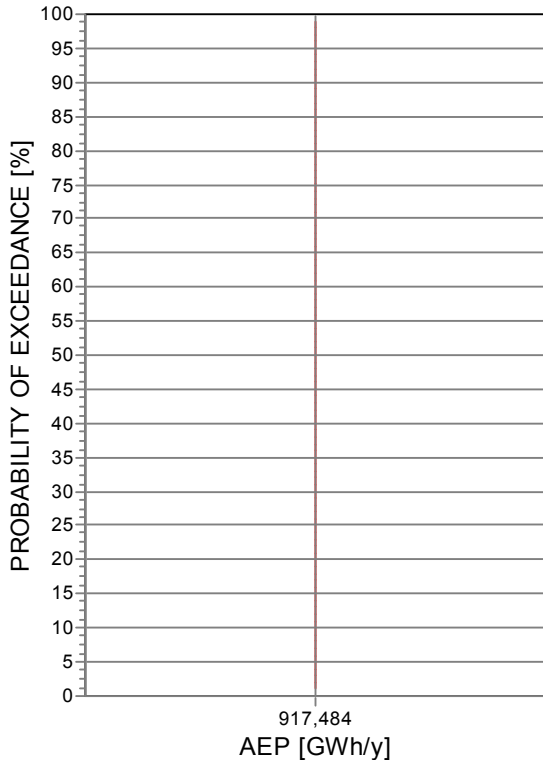


1. Wake effects	7,7 %
2. Availability	0,0 %
3. Turbine performance	0,0 %
4. Electrical	0,0 %
5. Environmental	0,0 %
6. Curtailment	1,7 %
7. Other	0,0 %

Uncertainty: 0,0 %



A. Wind data	0,0 %
B. Wind model	0,0 %
C. Power conversion	0,0 %
D. BIAS	0,0 %
E. LOSS	0,0 %



*) Calculated Annual Energy Production before any bias or loss corrections
 Assumptions: Uncertainty and percentiles (PXX values) are calculated for the expected lifetime

Loss&Uncertainty - Assumptions and results

Calculation: DMOM var A

ASSUMPTIONS

LOSS	Method *)	Loss [%]	Loss [GWh/y]	Std dev**) [%]	Comment
1. Wake effects					
Wake effects, all WTGs	Calculation	7,7	77,6	0,0	
2. Availability					No input
3. Turbine performance					No input
4. Electrical					No input
5. Environmental					No input
6. Curtailment					
Noise	Calculation	0,1	0,9	0,0	
Flicker	Calculation	1,6	16,3	0,0	
7. Other					No input
LOSS, total		9,2	93,5	0,0	

UNCERTAINTY

	Method *)	Std dev, wind speed [%]	Std dev, AEP [%]	Comment
A. Wind data				
Wind measurement/Wind data				
Long term correction				
Year-to-year variability				
Future climate				
Other wind related				
B. Wind model				
Vertical extrapolation				
Horizontal extrapolation				
Other wind model related				
C. Power conversion				
Power curve uncertainty				
Metering uncertainty				
Other AEP related uncertainties				
D. BIAS, total uncertainty			0,0	
E. LOSS, total uncertainty			0,0	
UNCERTAINTY, total (1y average)			0,0	
UNCERTAINTY, total (20y average)			0,0	

VARIABILITY

Years	Variability (std dev) [%]	Total std dev [%]
1	0,00	0,0
5	0,00	0,0
10	0,00	0,0
20	0,00	0,0

RESULTS

AEP versus exceedance level / time horizon

PXX [%]	1 y [MWh/y]	5 y [MWh/y]	10 y [MWh/y]	20 y [MWh/y]
50	917.484	917.484	917.484	917.484
75	917.484	917.484	917.484	917.484
84	917.484	917.484	917.484	917.484
90	917.484	917.484	917.484	917.484
95	917.484	917.484	917.484	917.484

*) Calculation means that a calculation method available in the windPRO software is used. This still typically involve a user judgement and user data where the quality of those decides the accuracy. If calculation method is used, the values will often be different from turbine to turbine, here the average is shown, but at page "WTG results" the individual turbine results are shown.

**) For totals the std dev refers to the full AEP, otherwise std dev refers to the bias or loss component which is a fraction of the total AEP.

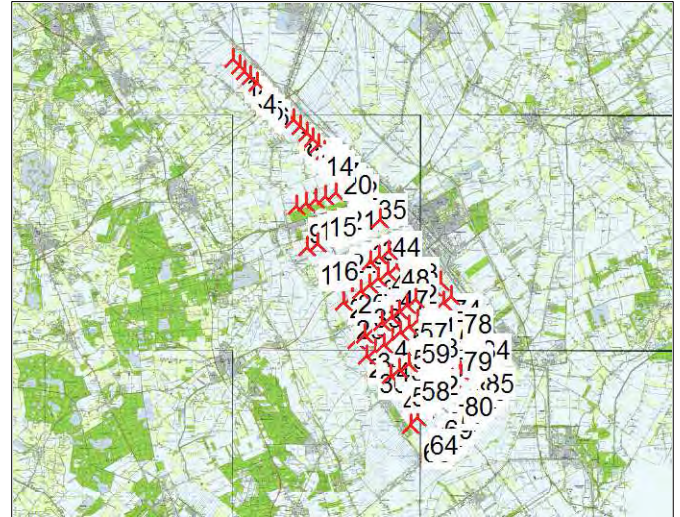
Loss&Uncertainty - WTG results

Calculation: DMOM var A

Main data for PARK

PARK calculation 3.0.619: DMOM var A

Count 85
 Rated power 261,4 MW
 Mean wind speed 7,6 m/s at hub height
 Sensitivity 1,7 %AEP / %Mean Wind Speed
 Expected lifetime 20 Years



Scale: 400.000

Expected AEP per WTG including bias, loss and uncertainty evaluation

Description	20 years averaging						
	Calculated GROSS* [MWh/y]	Bias [%]	Loss [%]	Unc. [%]	P50 [MWh/y]	P84 [MWh/y]	P90 [MWh/y]
1 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2022)	12.133,6	0,0	5,5	0,0	11.468,8	11.468,8	11.468,8
2 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2023)	12.067,9	0,0	6,3	0,0	11.310,9	11.310,9	11.310,9
3 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2024)	12.084,8	0,0	7,6	0,0	11.170,3	11.170,3	11.170,3
4 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2025)	12.091,7	0,0	8,1	0,0	11.117,4	11.117,4	11.117,4
5 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2026)	12.048,6	0,0	6,2	0,0	11.305,1	11.305,1	11.305,1
6 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2027)	12.108,2	0,0	6,7	0,0	11.294,2	11.294,2	11.294,2
7 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2028)	12.044,2	0,0	6,8	0,0	11.231,0	11.231,0	11.231,0
8 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2029)	12.037,9	0,0	8,1	0,0	11.060,9	11.060,9	11.060,9
9 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2030)	11.816,4	0,0	4,6	0,0	11.269,7	11.269,7	11.269,7
10 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2031)	12.066,0	0,0	7,9	0,0	11.113,1	11.113,1	11.113,1
11 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2032)	11.759,0	0,0	6,3	0,0	11.016,0	11.016,0	11.016,0
12 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2033)	12.002,3	0,0	8,4	0,0	10.996,1	10.996,1	10.996,1
13 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2034)	11.408,3	0,0	3,7	0,0	10.983,9	10.983,9	10.983,9
14 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2035)	12.040,8	0,0	9,3	0,0	10.921,7	10.921,7	10.921,7
15 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2036)	11.848,3	0,0	7,9	0,0	10.915,3	10.915,3	10.915,3
16 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2037)	11.459,7	0,0	6,4	0,0	10.725,4	10.725,4	10.725,4
17 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2038)	11.984,4	0,0	12,4	0,0	10.493,6	10.493,6	10.493,6
18 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2039)	11.933,0	0,0	13,1	0,0	10.366,9	10.366,9	10.366,9
19 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2040)	11.809,6	0,0	10,4	0,0	10.579,8	10.579,8	10.579,8
20 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2041)	11.968,1	0,0	9,5	0,0	10.834,8	10.834,8	10.834,8
21 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2042)	11.817,4	0,0	11,4	0,0	10.473,3	10.473,3	10.473,3
22 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2043)	11.951,9	0,0	8,9	0,0	10.889,5	10.889,5	10.889,5
23 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2044)	11.901,9	0,0	5,2	0,0	11.286,2	11.286,2	11.286,2
24 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2045)	11.419,4	0,0	7,5	0,0	10.562,0	10.562,0	10.562,0
25 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2046)	11.863,3	0,0	4,8	0,0	11.290,5	11.290,5	11.290,5
26 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2047)	11.943,0	0,0	8,8	0,0	10.894,9	10.894,9	10.894,9
27 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2048)	11.376,8	0,0	7,6	0,0	10.509,1	10.509,1	10.509,1
28 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2049)	11.908,1	0,0	7,9	0,0	10.961,8	10.961,8	10.961,8
29 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2050)	11.898,7	0,0	5,0	0,0	11.304,8	11.304,8	11.304,8
30 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2051)	11.776,1	0,0	9,9	0,0	10.611,8	10.611,8	10.611,8
31 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2052)	11.918,3	0,0	8,6	0,0	10.889,8	10.889,8	10.889,8
32 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2053)	11.324,4	0,0	8,4	0,0	10.374,9	10.374,9	10.374,9
33 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2054)	11.857,1	0,0	9,2	0,0	10.762,6	10.762,6	10.762,6
34 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2055)	11.934,1	0,0	8,3	0,0	10.944,0	10.944,0	10.944,0
35 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2056)	11.726,3	0,0	11,2	0,0	10.415,5	10.415,5	10.415,5
36 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2057)	11.939,4	0,0	5,4	0,0	11.292,8	11.292,8	11.292,8
37 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2058)	11.300,1	0,0	8,7	0,0	10.318,4	10.318,4	10.318,4
38 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2059)	11.865,6	0,0	10,1	0,0	10.663,0	10.663,0	10.663,0
39 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2060)	11.898,7	0,0	10,0	0,0	10.709,4	10.709,4	10.709,4

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - WTG results

Calculation: DMOM var A

...continued from previous page

Description	Calculated GROSS*) [MWh/y]	Bias [%]	20 years averaging				P84 [MWh/y]	P90 [MWh/y]
			Loss [%]	Unc. [%]	P50 [MWh/y]	P90 [MWh/y]		
40 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2061)	11.935,1	0,0	10,9	0,0	10.636,5	10.636,5	10.636,5	
41 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2062)	11.979,2	0,0	8,6	0,0	10.944,2	10.944,2	10.944,2	
42 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2063)	11.876,1	0,0	10,4	0,0	10.637,9	10.637,9	10.637,9	
43 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2064)	11.809,1	0,0	10,9	0,0	10.516,1	10.516,1	10.516,1	
44 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2065)	11.240,7	0,0	7,4	0,0	10.407,9	10.407,9	10.407,9	
45 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2066)	12.006,4	0,0	11,8	0,0	10.593,7	10.593,7	10.593,7	
46 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2067)	12.008,4	0,0	10,2	0,0	10.778,3	10.778,3	10.778,3	
47 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2068)	11.850,4	0,0	10,6	0,0	10.591,6	10.591,6	10.591,6	
48 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2069)	11.745,9	0,0	11,3	0,0	10.423,8	10.423,8	10.423,8	
49 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2070)	11.994,4	0,0	5,8	0,0	11.294,7	11.294,7	11.294,7	
50 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2071)	12.003,4	0,0	12,6	0,0	10.495,6	10.495,6	10.495,6	
51 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2072)	11.960,8	0,0	11,2	0,0	10.619,7	10.619,7	10.619,7	
52 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2073)	11.793,8	0,0	9,9	0,0	10.628,8	10.628,8	10.628,8	
53 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2074)	11.704,9	0,0	9,9	0,0	10.548,4	10.548,4	10.548,4	
54 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2075)	11.957,4	0,0	13,8	0,0	10.303,1	10.303,1	10.303,1	
55 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2076)	11.987,9	0,0	8,8	0,0	10.936,5	10.936,5	10.936,5	
56 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2077)	12.028,0	0,0	11,9	0,0	10.601,3	10.601,3	10.601,3	
57 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2078)	11.942,2	0,0	14,1	0,0	10.258,3	10.258,3	10.258,3	
58 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2079)	11.967,0	0,0	9,9	0,0	10.778,8	10.778,8	10.778,8	
59 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2080)	11.959,9	0,0	12,3	0,0	10.485,8	10.485,8	10.485,8	
60 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2081)	11.956,8	0,0	3,0	0,0	11.597,1	11.597,1	11.597,1	
61 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2082)	11.917,4	0,0	12,8	0,0	10.397,8	10.397,8	10.397,8	
62 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2083)	11.994,9	0,0	10,7	0,0	10.709,0	10.709,0	10.709,0	
63 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2084)	11.867,8	0,0	12,8	0,0	10.352,5	10.352,5	10.352,5	
64 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2085)	11.993,1	0,0	5,5	0,0	11.334,2	11.334,2	11.334,2	
65 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2086)	11.904,5	0,0	12,8	0,0	10.378,6	10.378,6	10.378,6	
66 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2087)	11.952,9	0,0	6,4	0,0	11.189,3	11.189,3	11.189,3	
67 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2088)	11.970,3	0,0	11,3	0,0	10.620,9	10.620,9	10.620,9	
68 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2089)	11.934,5	0,0	12,4	0,0	10.449,0	10.449,0	10.449,0	
69 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2090)	12.020,1	0,0	7,0	0,0	11.181,9	11.181,9	11.181,9	
70 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2091)	11.856,0	0,0	12,4	0,0	10.389,8	10.389,8	10.389,8	
71 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2092)	11.964,5	0,0	11,6	0,0	10.577,5	10.577,5	10.577,5	
72 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2093)	11.938,4	0,0	11,9	0,0	10.515,7	10.515,7	10.515,7	
73 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2094)	12.002,5	0,0	7,4	0,0	11.118,7	11.118,7	11.118,7	
74 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2095)	11.865,0	0,0	13,7	0,0	10.244,4	10.244,4	10.244,4	
75 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2096)	11.982,0	0,0	11,5	0,0	10.609,3	10.609,3	10.609,3	
76 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2097)	11.929,9	0,0	11,9	0,0	10.513,9	10.513,9	10.513,9	
77 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2098)	12.017,0	0,0	7,7	0,0	11.094,2	11.094,2	11.094,2	
78 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2099)	11.901,4	0,0	11,8	0,0	10.499,8	10.499,8	10.499,8	
79 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2100)	11.976,8	0,0	10,9	0,0	10.675,9	10.675,9	10.675,9	
80 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2101)	12.020,1	0,0	8,0	0,0	11.054,0	11.054,0	11.054,0	
81 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2102)	11.991,4	0,0	9,3	0,0	10.878,1	10.878,1	10.878,1	
82 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2103)	11.964,8	0,0	10,0	0,0	10.768,0	10.768,0	10.768,0	
83 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2104)	11.982,4	0,0	10,2	0,0	10.758,4	10.758,4	10.758,4	
84 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2105)	11.935,7	0,0	9,3	0,0	10.830,2	10.830,2	10.830,2	
85 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2106)	12.012,4	0,0	10,3	0,0	10.770,9	10.770,9	10.770,9	
PARK	1.010.936,9	0,0	9,2	0,0	917.484,0	917.484,0	917.484,0	

Loss&Uncertainty - Noise

Calculation: DMOM var A

Noise reduced mode is achieved by less aggressive pitching or reduction of maximum power. In both cases this results in less power production. There might also be situations where the turbine is fully stopped for fulfilling special noise requirements

Assumptions:

WTG(s)	Time		Direction		Wind speed		Calculated power curve	Curtailed power curve
	From	To	From	To	From	To		
			[°]	[°]	[m/s]	[m/s]		
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2038)	23:00	07:00	0	360	0	40	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	Level 6 - Estimated - Mode 6 - 03-2012
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2039)	23:00	07:00	0	360	0	40	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	Level 6 - Estimated - Mode 6 - 03-2012

Time series used in calculation

Name:
 From: 1-1-2000 1:00:00
 To: 31-12-2009 23:00:00
 Period: 120 months
 Time step: 60 minutes
 The period used is calibrated to calculate annual loss

Result

Calculated AEP before loss: 1.010.936,9 MWh/y
 Calculated loss: 883,9 MWh/y
 Calculated AEP after loss: 1.010.053,0 MWh/y
 Percent loss: 0,09 %

Month/Year	%	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Jan-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2000	33,3	232	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jun-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Aug-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Sep-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Dec-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jan-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2001	33,3	224	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jun-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Aug-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Sep-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Dec-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jan-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2002	33,3	224	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jun-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Aug-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Sep-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2002	33,2	239	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	
Dec-2002	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jan-2003	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2003	33,2	223	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2003	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2003	33,2	239	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2003	33,1	246	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	7	8	8	

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - Noise

Calculation: DMOM var A

...continued from previous page

Month/Year	%	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Dec-2008	33,1	246	7	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Jan-2009	33,2	247	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2009	33,2	223	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2009	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2009	32,9	237	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	7	7		
May-2009	33,1	246	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	
Jun-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2009	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	
Aug-2009	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Sep-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2009	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Dec-2009	32,2	239	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Total	33,2	29127																															

The table shows the number of time steps with curtailment for each day, these days are light grey.
 The dark greyed fields show days with missing data, the missing time steps are not included in calculation.
 For some types of calculations not all turbines might be curtailed, the table show a value if just one of the turbines is curtailed.
 The total percentage might not be equivalent to calculated loss percent due to weighting with concurrent wind data in the loss calculation.

Loss&Uncertainty - Flicker

Calculation: DMOM var A

Calculated losses due to shadow (flicker) loss.

Used SHADOW calculation: 3.0.619: Copy of variant A, woningen binnen 6 uur

Assumptions:

Advanced stop (light sensors etc. included). Reduced to: 84 % AEP reduction relative to worst case.

WTG	Calculated AEP GROSS [MWh]	Loss [MWh]	Percent of AEP [%]
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2022)	12.133,6	432,9	3,57
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2023)	12.067,9	322,9	2,68
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2024)	12.084,8	398,3	3,30
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2025)	12.091,7	467,1	3,86
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2026)	12.048,6	269,9	2,24
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2027)	12.108,2	453,4	3,74
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2028)	12.044,2	499,2	4,14
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2029)	12.037,9	510,3	4,24
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2030)	11.816,4	127,9	1,08
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2031)	12.066,0	436,3	3,62
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2032)	11.759,0	38,2	0,33
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2033)	12.002,3	450,2	3,75
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2034)	11.408,3	23,8	0,21
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2035)	12.040,8	512,6	4,26
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2036)	11.848,3	143,9	1,21
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2037)	11.459,7	164,3	1,43
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2038)	11.984,4	445,6	3,72
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2039)	11.933,0	497,3	4,17
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2040)	11.809,6	413,8	3,50
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2041)	11.968,1	432,2	3,61
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2042)	11.817,4	615,8	5,21
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2043)	11.951,9	408,9	3,42
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2044)	11.901,9	31,9	0,27
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2045)	11.419,4	225,4	1,97
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2046)	11.863,3	21,2	0,18
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2047)	11.943,0	143,5	1,20
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2048)	11.376,8	31,0	0,27
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2049)	11.908,1	22,6	0,19
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2050)	11.898,7	13,6	0,11
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2051)	11.776,1	541,7	4,60
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2052)	11.918,3	13,6	0,11
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2053)	11.324,4	21,5	0,19
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2054)	11.857,1	20,4	0,17
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2055)	11.934,1	0,0	0,00
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2056)	11.726,3	667,8	5,69
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2057)	11.939,4	65,9	0,55
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2058)	11.300,1	21,9	0,19
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2059)	11.865,6	19,3	0,16
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2060)	11.898,7	58,6	0,49
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2061)	11.935,1	110,9	0,93
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2062)	11.979,2	73,3	0,61
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2063)	11.876,1	11,6	0,10
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2064)	11.809,1	67,0	0,57
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2065)	11.240,7	0,0	0,00
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2066)	12.006,4	105,1	0,88
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2067)	12.008,4	73,9	0,62
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2068)	11.850,4	11,4	0,10
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2069)	11.745,9	126,4	1,08
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2070)	11.994,4	182,0	1,52
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2071)	12.003,4	126,9	1,06
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2072)	11.960,8	66,2	0,55
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2073)	11.793,8	52,6	0,45
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2074)	11.704,9	124,7	1,07
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2075)	11.957,4	174,4	1,46
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2076)	11.987,9	196,5	1,64
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2077)	12.028,0	74,3	0,62
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2078)	11.942,2	191,8	1,61
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2079)	11.967,0	201,5	1,68
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2080)	11.959,9	75,8	0,63
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2081)	11.956,8	88,7	0,74
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2082)	11.917,4	59,2	0,50
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2083)	11.994,9	229,1	1,91
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2084)	11.867,8	102,3	0,86
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2085)	11.993,1	19,2	0,16
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2086)	11.904,5	127,4	1,07
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2087)	11.952,9	0,0	0,00
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2088)	11.970,3	248,5	2,08
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2089)	11.934,5	79,0	0,66
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2090)	12.020,1	0,0	0,00
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2091)	11.856,0	171,1	1,44
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2092)	11.964,5	264,1	2,21
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2093)	11.938,4	56,1	0,47
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2094)	12.002,5	0,0	0,00
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2095)	11.865,0	584,5	4,93
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2096)	11.982,0	245,7	2,05
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2097)	11.929,9	139,3	1,17
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2098)	12.017,0	0,0	0,00
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2099)	11.901,4	356,4	2,99
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2100)	11.976,8	191,0	1,59
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2101)	12.020,1	19,2	0,16
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2102)	11.991,4	167,4	1,40
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2103)	11.964,8	139,1	1,16
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2104)	11.982,4	300,4	2,51
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2105)	11.935,7	245,9	2,06
VESTAS V112 3075 112.0 IO! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2106)	12.012,4	440,3	3,67
TOTAL	1.010.936,9	16.305,0	1,61

PARK - Main Result

Calculation: DMOM var AL

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings

Air density calculation mode	Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude	1,235 kg/m ³ to 1,236 kg/m ³
Air density relative to standard	100,8 % to 100,9 %
Hub altitude above sea level (asl)	118,2 m to 126,9 m
Annual mean temperature at hub alt.	8,4 °C to 8,5 °C
Pressure at WTGs	997,8 hPa to 998,8 hPa

Wake Model Parameters

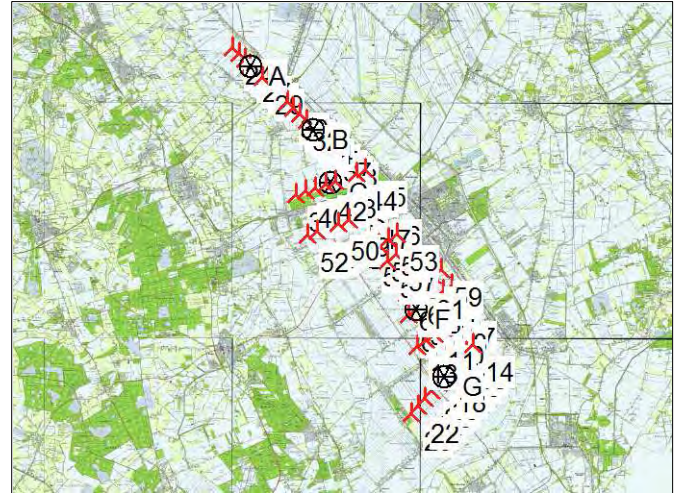
From angle	To angle	Terrain type	Wake decay constant
[°]	[°]		
-180,0	180,0	Very open farmland	0,063

Displacement heights from objects

Wake calculation settings

Angle [°]	Wind speed [m/s]
start end step start end step	
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0	

WAsP version WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100



▲ New WTG

⊙ Site Data

Key results for height 100,0 m above ground level

Terrain Netherlands RD Amersfoort

X(East) Y(North) Name of wind Type distribution

Wind energy Mean wind speed Equivalent roughness

					[kWh/m ²]	[m/s]	
A	250.965	564.445	OOS noord	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.532	7,4	2,0
B	254.287	561.083	OOS midden	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.499	7,3	2,1
C	255.187	558.262	OOS zuid	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.364	7,3	2,2
D	256.228	556.301	OOS zuid 2	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.088	7,1	2,2
E	257.588	554.261	RH	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.372	7,2	2,2
F	259.709	551.499	RH - DEE	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.407	7,3	2,1
G	261.230	547.958	DEE	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.443	7,3	2,1

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK	GROSS (no loss) Free WTGs	Park efficiency	Capacity factor	Mean WTG result	Full load hours	Mean wind speed @hub height	Specific results ^{*)}	
								[MWh/y]	[MWh/y]
Wind farm	702.751,3	748.203,2	93,9	41,4	11.154,8	3.628	7,6		

^{*)} Based on wake reduced results, but no other losses included

Calculated Annual Energy for each of 63 new WTGs with total 193,7 MW rated power

Links	WTG type		Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Annual Energy Park			
	Valid	Manufact. Type-generator					Creator	Name	Result	Efficiency	Capacity factor	Mean wind speed
1 F	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	10.925,9	91,80	40,5	7,65
2 F	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	10.783,2	90,39	40,0	7,66
3 F	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	10.776,8	90,27	40,0	7,66
4 F	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	10.842,5	90,85	40,2	7,66
5 F	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	10.927,9	92,08	40,5	7,63
6 F	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.381,2	95,16	42,2	7,67
7 F	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.120,5	93,17	41,3	7,66
8 F	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	10.980,0	91,77	40,7	7,67
9 F	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	10.960,6	91,51	40,7	7,67
10 F	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	10.982,6	91,66	40,7	7,67
11 F	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.026,5	92,16	40,9	7,67
12 F	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.156,0	93,20	41,4	7,67
13 F	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.505,8	95,92	42,7	7,68
14 G	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.227,3	93,46	41,7	7,68
15 G	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.093,5	92,58	41,2	7,67
16 G	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.102,2	92,58	41,2	7,67
17 G	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.147,1	92,74	41,4	7,68
18 G	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.174,4	92,99	41,5	7,68
19 G	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.195,7	93,28	41,5	7,67
20 G	Yes	VESTAS V112-3.075	3.075	112,0	119,0	0,0	EMD	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	11.253,6	93,62	41,7	7,68

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - Main result

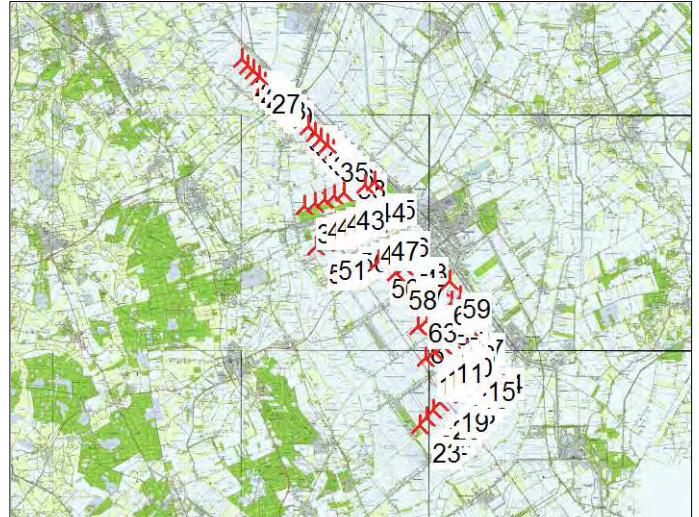
Calculation: DMOM var AL

Main data for PARK

PARK calculation 3.0.619: DMOM var AL
 Count 63
 Rated power 193,7 MW
 Mean wind speed 7,6 m/s at hub height
 Sensitivity 1,7 %AEP / %Mean Wind Speed
 Expected lifetime 20 Years

RESULTS

		P50	P84	P90
NET AEP	[GWh/y]	688,3	688,3	688,3
Capacity factor	[%]	40,6	40,6	40,6
Full load hours	[h/y]	3.553	3.553	3.553

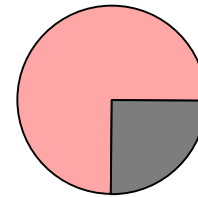


Scale: 400.000

Result details

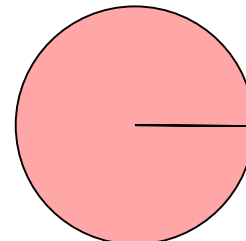
	P50	Uncertainty
GROSS AEP *)	748,2 GWh/y	0,0 %
Bias correction	0,0 GWh/y	0,0 %
Loss correction	-59,9 GWh/y	-8,0 %
Wake loss		-6,1 %
Other losses		-2,1 %
NET AEP	688,3 GWh/y	0,0 %

Loss: 8,0 %

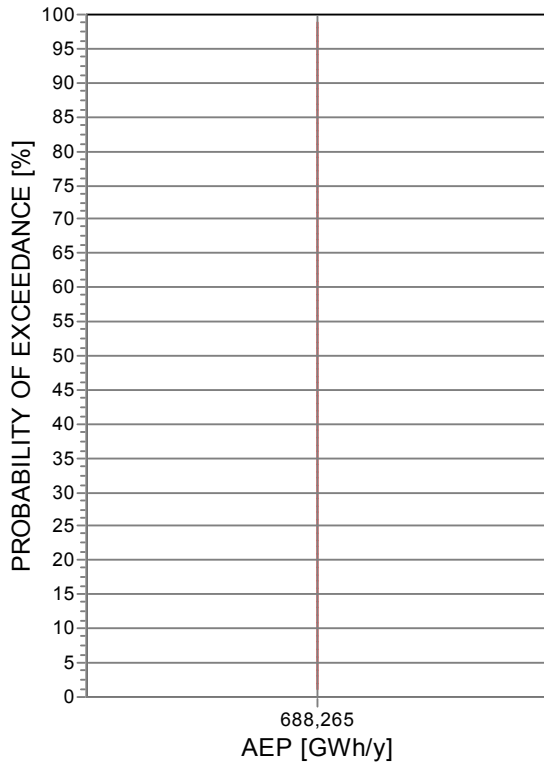


1. Wake effects	6,1 %
2. Availability	0,0 %
3. Turbine performance	0,0 %
4. Electrical	0,0 %
5. Environmental	0,0 %
6. Curtailment	2,1 %
7. Other	0,0 %

Uncertainty: 0,0 %



A. Wind data	0,0 %
B. Wind model	0,0 %
C. Power conversion	0,0 %
D. BIAS	0,0 %
E. LOSS	0,0 %



*) Calculated Annual Energy Production before any bias or loss corrections
 Assumptions: Uncertainty and percentiles (PXX values) are calculated for the expected lifetime

Loss&Uncertainty - Assumptions and results

Calculation: DMOM var AL

ASSUMPTIONS

LOSS	Method *)	Loss [%]	Loss [GWh/y]	Std dev**) [%]	Comment
1. Wake effects					
Wake effects, all WTGs	Calculation	6,1	45,5	0,0	
2. Availability					No input
3. Turbine performance					No input
4. Electrical					No input
5. Environmental					No input
6. Curtailment					
Noise	Calculation	0,1	0,9	0,0	
Flicker	Calculation	1,9	14,6	0,0	
7. Other					No input
LOSS, total		8,0	59,9	0,0	

UNCERTAINTY

	Method *)	Std dev, wind speed [%]	Std dev, AEP [%]	Comment
A. Wind data				
Wind measurement/Wind data				
Long term correction				
Year-to-year variability				
Future climate				
Other wind related				
B. Wind model				
Vertical extrapolation				
Horizontal extrapolation				
Other wind model related				
C. Power conversion				
Power curve uncertainty				
Metering uncertainty				
Other AEP related uncertainties				
D. BIAS, total uncertainty			0,0	
E. LOSS, total uncertainty			0,0	
UNCERTAINTY, total (1y average)			0,0	
UNCERTAINTY, total (20y average)			0,0	

VARIABILITY

Years	Variability (std dev) [%]	Total std dev [%]
1	0,00	0,0
5	0,00	0,0
10	0,00	0,0
20	0,00	0,0

RESULTS

AEP versus exceedance level / time horizon

PXX [%]	1 y [MWh/y]	5 y [MWh/y]	10 y [MWh/y]	20 y [MWh/y]
50	688.265	688.265	688.265	688.265
75	688.265	688.265	688.265	688.265
84	688.265	688.265	688.265	688.265
90	688.265	688.265	688.265	688.265
95	688.265	688.265	688.265	688.265

*) Calculation means that a calculation method available in the windPRO software is used. This still typically involve a user judgement and user data where the quality of those decides the accuracy. If calculation method is used, the values will often be different from turbine to turbine, here the average is shown, but at page "WTG results" the individual turbine results are shown.

**) For totals the std dev refers to the full AEP, otherwise std dev refers to the bias or loss component which is a fraction of the total AEP.

Loss&Uncertainty - WTG results

Calculation: DMOM var AL

Main data for PARK

PARK calculation 3.0.619: DMOM var AL

Count 63
 Rated power 193,7 MW
 Mean wind speed 7,6 m/s at hub height
 Sensitivity 1,7 %AEP / %Mean Wind Speed
 Expected lifetime 20 Years



Scale: 400.000

Expected AEP per WTG including bias, loss and uncertainty evaluation

Description	20 years averaging						
	Calculated GROSS*) [MWh/y]	Bias [%]	Loss [%]	Unc. [%]	P50 [MWh/y]	P84 [MWh/y]	P90 [MWh/y]
1 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2184)	11.901,4	0,0	10,9	0,0	10.598,6	10.598,6	10.598,6
2 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2185)	11.929,9	0,0	10,7	0,0	10.657,2	10.657,2	10.657,2
3 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2186)	11.938,4	0,0	10,2	0,0	10.726,2	10.726,2	10.726,2
4 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2187)	11.934,5	0,0	9,8	0,0	10.770,7	10.770,7	10.770,7
5 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2188)	11.867,8	0,0	8,7	0,0	10.833,7	10.833,7	10.833,7
6 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2189)	11.959,9	0,0	5,4	0,0	11.309,0	11.309,0	11.309,0
7 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2190)	11.935,7	0,0	8,7	0,0	10.891,3	10.891,3	10.891,3
8 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2191)	11.964,8	0,0	9,3	0,0	10.852,4	10.852,4	10.852,4
9 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2192)	11.976,8	0,0	9,9	0,0	10.785,8	10.785,8	10.785,8
10 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2193)	11.982,0	0,0	10,2	0,0	10.757,4	10.757,4	10.757,4
11 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2194)	11.964,5	0,0	9,9	0,0	10.783,0	10.783,0	10.783,0
12 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2195)	11.970,3	0,0	8,7	0,0	10.924,5	10.924,5	10.924,5
13 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2196)	11.994,9	0,0	5,9	0,0	11.285,9	11.285,9	11.285,9
14 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2197)	12.012,4	0,0	10,0	0,0	10.815,8	10.815,8	10.815,8
15 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2198)	11.982,4	0,0	9,7	0,0	10.815,4	10.815,4	10.815,4
16 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2199)	11.991,4	0,0	8,7	0,0	10.947,2	10.947,2	10.947,2
17 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2200)	12.020,1	0,0	7,4	0,0	11.129,3	11.129,3	11.129,3
18 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2201)	12.017,0	0,0	7,0	0,0	11.174,4	11.174,4	11.174,4
19 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2202)	12.002,5	0,0	6,7	0,0	11.195,7	11.195,7	11.195,7
20 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2203)	12.020,1	0,0	6,4	0,0	11.253,6	11.253,6	11.253,6
21 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2204)	11.952,9	0,0	5,9	0,0	11.249,3	11.249,3	11.249,3
22 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2205)	11.993,1	0,0	5,1	0,0	11.383,8	11.383,8	11.383,8
23 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2206)	11.956,8	0,0	2,7	0,0	11.637,8	11.637,8	11.637,8
24 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2207)	12.133,6	0,0	5,5	0,0	11.469,8	11.469,8	11.469,8
25 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2208)	12.067,9	0,0	6,3	0,0	11.311,8	11.311,8	11.311,8
26 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2209)	12.084,8	0,0	7,6	0,0	11.171,4	11.171,4	11.171,4
27 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2210)	12.091,7	0,0	8,0	0,0	11.118,8	11.118,8	11.118,8
28 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2211)	12.048,6	0,0	6,2	0,0	11.306,7	11.306,7	11.306,7
29 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2212)	12.108,2	0,0	6,7	0,0	11.296,1	11.296,1	11.296,1
30 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2213)	12.044,2	0,0	6,7	0,0	11.234,1	11.234,1	11.234,1
31 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2214)	12.037,9	0,0	8,1	0,0	11.064,5	11.064,5	11.064,5
32 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2215)	12.066,0	0,0	7,9	0,0	11.117,1	11.117,1	11.117,1
33 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2216)	12.002,3	0,0	8,3	0,0	11.000,4	11.000,4	11.000,4
34 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2217)	12.040,8	0,0	9,2	0,0	10.927,3	10.927,3	10.927,3
35 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2218)	11.984,4	0,0	12,4	0,0	10.500,3	10.500,3	10.500,3
36 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2219)	11.933,0	0,0	13,1	0,0	10.374,7	10.374,7	10.374,7
37 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2220)	11.968,1	0,0	9,4	0,0	10.845,8	10.845,8	10.845,8
38 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2221)	11.951,9	0,0	8,8	0,0	10.902,6	10.902,6	10.902,6
39 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2222)	11.816,4	0,0	4,5	0,0	11.286,2	11.286,2	11.286,2

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - WTG results

Calculation: DMOM var AL

...continued from previous page

Description	20 years averaging						
	Calculated GROSS*) [MWh/y]	Bias [%]	Loss [%]	Unc. [%]	P50 [MWh/y]	P84 [MWh/y]	P90 [MWh/y]
40 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2223)	11.759,0	0,0	6,1	0,0	11.037,0	11.037,0	11.037,0
41 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2224)	11.848,3	0,0	7,6	0,0	10.946,7	10.946,7	10.946,7
42 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2225)	11.809,6	0,0	10,2	0,0	10.610,6	10.610,6	10.610,6
43 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2226)	11.817,4	0,0	11,1	0,0	10.502,4	10.502,4	10.502,4
44 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2227)	11.776,1	0,0	9,6	0,0	10.640,0	10.640,0	10.640,0
45 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2228)	11.726,3	0,0	10,9	0,0	10.442,4	10.442,4	10.442,4
46 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2229)	11.240,7	0,0	6,2	0,0	10.546,9	10.546,9	10.546,9
47 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2230)	11.300,1	0,0	7,2	0,0	10.483,2	10.483,2	10.483,2
48 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2231)	11.324,4	0,0	6,9	0,0	10.540,4	10.540,4	10.540,4
49 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2232)	11.376,8	0,0	6,2	0,0	10.667,1	10.667,1	10.667,1
50 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2233)	11.419,4	0,0	6,4	0,0	10.684,9	10.684,9	10.684,9
51 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2234)	11.459,7	0,0	5,8	0,0	10.792,3	10.792,3	10.792,3
52 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2235)	11.408,3	0,0	3,2	0,0	11.047,6	11.047,6	11.047,6
53 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2236)	11.704,9	0,0	8,3	0,0	10.733,6	10.733,6	10.733,6
54 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2237)	11.745,9	0,0	8,7	0,0	10.728,4	10.728,4	10.728,4
55 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2238)	11.809,1	0,0	7,3	0,0	10.952,0	10.952,0	10.952,0
56 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2239)	11.898,7	0,0	4,8	0,0	11.332,7	11.332,7	11.332,7
57 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2240)	11.793,8	0,0	6,5	0,0	11.021,8	11.021,8	11.021,8
58 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2241)	11.850,4	0,0	4,6	0,0	11.304,4	11.304,4	11.304,4
59 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2242)	11.865,0	0,0	12,7	0,0	10.364,0	10.364,0	10.364,0
60 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2243)	11.856,0	0,0	10,9	0,0	10.568,0	10.568,0	10.568,0
61 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2244)	11.904,5	0,0	10,6	0,0	10.643,7	10.643,7	10.643,7
62 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2245)	11.917,4	0,0	9,1	0,0	10.831,0	10.831,0	10.831,0
63 VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2246)	11.942,2	0,0	7,1	0,0	11.093,5	11.093,5	11.093,5
PARK	748.203,2	0,0	8,0	0,0	688.265,0	688.265,0	688.265,0

Loss&Uncertainty - Noise

Calculation: DMOM var AL

Noise reduced mode is achieved by less aggressive pitching or reduction of maximum power. In both cases this results in less power production. There might also be situations where the turbine is fully stopped for fulfilling special noise requirements

Assumptions:

WTG(s)	Time		Direction		Wind speed		Calculated power curve	Curtailed power curve
	From	To	From	To	From	To		
			[°]	[°]	[m/s]	[m/s]		
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2218)	23:00	07:00	0	360	0	40	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	Level 6 - Estimated - Mode 6 - 03-2012
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2219)	23:00	07:00	0	360	0	40	Level 0 - Estimated - Mode 0 - 03-2012	Level 6 - Estimated - Mode 6 - 03-2012

Time series used in calculation

Name:

From: 1-1-2000 1:00:00

To: 31-12-2009 23:00:00

Period: 120 months

Time step: 60 minutes

The period used is calibrated to calculate annual loss

Result

Calculated AEP before loss: 748.203,2 MWh/y

Calculated loss: 883,9 MWh/y

Calculated AEP after loss: 747.319,3 MWh/y

Percent loss: 0,12 %

Month/Year	%	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Jan-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2000	33,3	232	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jun-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Aug-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Sep-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Dec-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jan-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2001	33,3	224	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jun-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Aug-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Sep-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Dec-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jan-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2002	33,3	224	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jun-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Aug-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Sep-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2002	33,2	239	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	
Dec-2002	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jan-2003	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2003	33,2	223	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2003	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2003	33,2	239	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2003	33,1	246	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	7	8	8	

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - Noise**Calculation: DMOM var AL***...continued from previous page*

Month/Year	%	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Dec-2008	33,1	246	7	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jan-2009	33,2	247	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2009	33,2	223	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2009	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2009	32,9	237	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	7	7		
May-2009	33,1	246	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	
Jun-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2009	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	
Aug-2009	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Sep-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Oct-2009	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Nov-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Dec-2009	32,2	239	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Total	33,2	29127																															

The table shows the number of time steps with curtailment for each day, these days are light grey.

The dark greyed fields show days with missing data, the missing time steps are not included in calculation.

For some types of calculations not all turbines might be curtailed, the table show a value if just one of the turbines is curtailed.

The total percentage might not be equivalent to calculated loss percent due to weighting with concurrent wind data in the loss calculation.

Loss&Uncertainty - Flicker

Calculation: DMOM var AL

Calculated losses due to shadow (flicker) loss.

Used SHADOW calculation: 3.0.619: Copy of variant AL, woningen binnen 6 uur

Assumptions:

Advanced stop (light sensors etc. included). Reduced to: 84 % AEP reduction relative to worst case.

WTG	Calculated AEP GROSS [MWh]	Loss [MWh]	Percent of AEP [%]
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2184)	11.901,4	356,4	2,99
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2185)	11.929,9	139,3	1,17
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2186)	11.938,4	56,1	0,47
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2187)	11.934,5	79,0	0,66
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2188)	11.867,8	102,3	0,86
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2189)	11.959,9	75,8	0,63
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2190)	11.935,7	245,9	2,06
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2191)	11.964,8	139,1	1,16
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2192)	11.976,8	191,0	1,59
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2193)	11.982,0	245,7	2,05
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2194)	11.964,5	264,1	2,21
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2195)	11.970,3	248,5	2,08
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2196)	11.994,9	229,2	1,91
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2197)	12.012,4	440,3	3,67
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2198)	11.982,4	300,4	2,51
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2199)	11.991,4	167,4	1,40
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2200)	12.020,1	19,2	0,16
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2201)	12.017,0	0,0	0,00
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2202)	12.002,5	0,0	0,00
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2203)	12.020,1	0,0	0,00
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2204)	11.952,9	0,0	0,00
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2205)	11.993,1	19,2	0,16
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2206)	11.956,8	88,7	0,74
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2207)	12.133,6	432,9	3,57
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2208)	12.067,9	322,9	2,68
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2209)	12.084,8	398,3	3,30
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2210)	12.091,7	467,1	3,86
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2211)	12.048,6	269,9	2,24
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2212)	12.108,2	453,4	3,74
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2213)	12.044,2	499,2	4,14
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2214)	12.037,9	510,3	4,24
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2215)	12.066,0	436,3	3,62
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2216)	12.002,3	450,2	3,75
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2217)	12.040,8	512,6	4,26
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2218)	11.984,4	445,6	3,72
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2219)	11.933,0	497,3	4,17
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2220)	11.968,1	432,2	3,61
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2221)	11.951,9	408,9	3,42
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2222)	11.816,4	127,9	1,08
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2223)	11.759,0	38,2	0,33
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2224)	11.848,3	143,9	1,21
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2225)	11.809,6	413,8	3,50
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2226)	11.817,4	615,8	5,21
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2227)	11.776,1	541,7	4,60
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2228)	11.726,3	667,8	5,69
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2229)	11.240,7	0,0	0,00
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2230)	11.300,1	21,9	0,19
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2231)	11.324,4	21,5	0,19
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2232)	11.376,8	31,0	0,27
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2233)	11.419,4	225,4	1,97
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2234)	11.459,7	164,3	1,43
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2235)	11.408,3	23,8	0,21
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2236)	11.704,9	124,7	1,07
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2237)	11.745,9	126,4	1,08
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2238)	11.809,1	67,0	0,57
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2239)	11.898,7	58,6	0,49
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2240)	11.793,8	52,6	0,45
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2241)	11.850,4	11,4	0,10
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2242)	11.865,0	584,5	4,93
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2243)	11.856,0	171,1	1,44
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2244)	11.904,5	127,4	1,07
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2245)	11.917,4	59,2	0,50
VESTAS V112 3075 112.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 175,0 m) (2246)	11.942,2	191,8	1,61
TOTAL	748.203,2	14.556,5	1,95

PARK - Main Result

Calculation: DMOM var B

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings

Air density calculation mode	Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude	1,232 kg/m ³ to 1,233 kg/m ³
Air density relative to standard	100,6 % to 100,7 %
Hub altitude above sea level (asl)	138,7 m to 147,0 m
Annual mean temperature at hub alt.	8,3 °C to 8,3 °C
Pressure at WTGs	995,4 hPa to 996,4 hPa

Wake Model Parameters

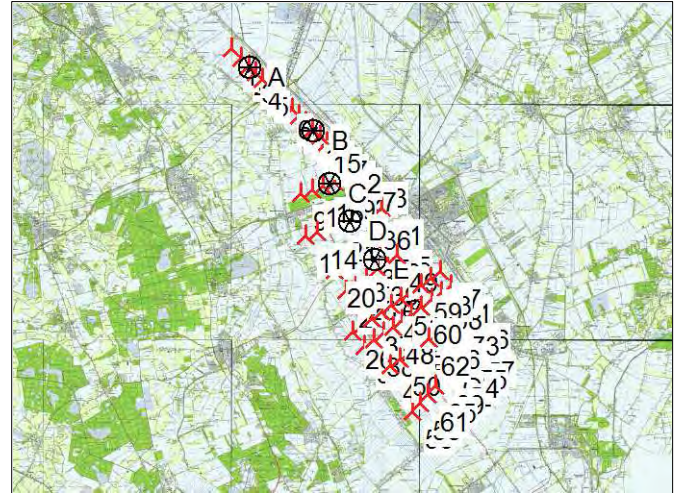
From angle	To angle	Terrain type	Wake decay constant
[°]	[°]		
-180,0	180,0	Very open farmland	0,063

Displacement heights from objects

Wake calculation settings

Angle [°]	Wind speed [m/s]
start end step start end step	
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0	

WAsP version WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100



New WTG

Site Data

Key results for height 100,0 m above ground level

Terrain Netherlands RD Amersfoort

X(East) Y(North) Name of wind distribution Type

Wind energy Mean wind speed Equivalent roughness

					[kWh/m ²]	[m/s]	
A	250.965	564.445	OOS noord	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.532	7,4	2,0
B	254.287	561.083	OOS midden	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.499	7,3	2,1
C	255.187	558.262	OOS zuid	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.364	7,3	2,2
D	256.228	556.301	OOS zuid 2	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.088	7,1	2,2
E	257.588	554.261	RH	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.372	7,2	2,2
F	259.709	551.499	RH - DEE	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.407	7,3	2,1
G	261.230	547.958	DEE	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.443	7,3	2,1

Calculated Annual Energy for Wind Farm

Specific results

WTG combination	Result	GROSS (no loss)	Park efficiency	Capacity factor	Mean WTG result	Full load hours	Mean wind speed @hub height
	[MWh/y]	Free WTGs [MWh/y]	[%]	[%]	[MWh/y]	[Hours/year]	[m/s]
Wind farm	993.084,8	1.055.620,4	94,1	49,0	12.897,2	4.299	8,0

*) Based on wake reduced results, but no other losses included

Calculated Annual Energy for each of 77 new WTGs with total 231,0 MW rated power

WTG type		Power curve						Annual Energy						
Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Creator	Name	Result	Park Efficiency	Capacity factor	Mean wind speed	
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[%]	[%]	[m/s]	
1	A	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.715,8	98,66	52,2	8,05
2	A	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.576,3	97,67	51,6	8,05
3	A	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.461,5	97,05	51,2	8,04
4	A	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.398,6	96,83	50,9	8,02
5	A	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.538,5	97,55	51,5	8,04
6	B	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.456,5	97,39	51,2	8,01
7	B	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.326,3	96,34	50,7	8,02
8	B	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.287,0	95,97	50,5	8,03
9	C	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.195,1	96,79	50,2	7,93
10	B	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.212,0	95,78	50,2	8,01
11	D	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.902,8	97,00	49,1	7,77
12	C	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.975,8	95,10	49,3	7,93
13	B	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.208,2	95,58	50,2	8,02
14	D	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.777,9	95,86	48,6	7,78
15	B	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.122,2	95,31	49,9	7,99
16	C	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.895,6	94,57	49,0	7,93
17	B	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.080,7	95,08	49,7	7,99
18	B	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.080,9	94,94	49,7	8,00
19	C	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.941,3	94,83	49,2	7,94
20	E	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.131,5	95,96	49,9	7,96
21	D	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.637,2	94,96	48,1	7,78
22	C	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.073,9	95,22	49,7	7,98
23	E	Yes	SENVION	3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.899,7	93,85	49,1	7,99

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - Main result

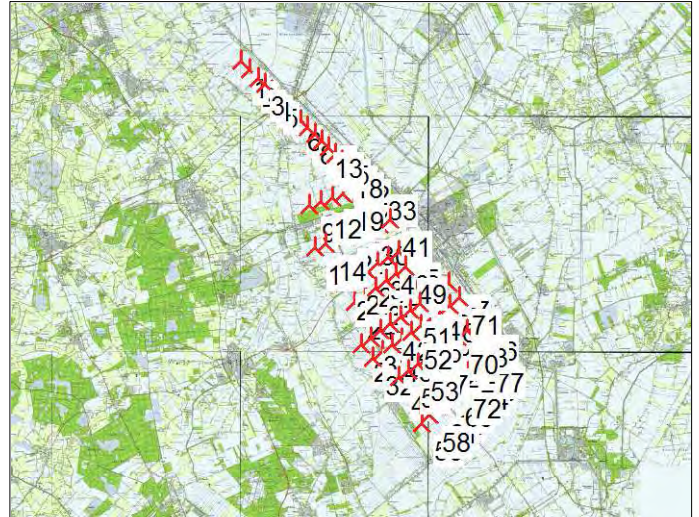
Calculation: DMOM var B

Main data for PARK

PARK calculation 3.0.619: DMOM var B
 Count 77
 Rated power 231,0 MW
 Mean wind speed 8,0 m/s at hub height
 Sensitivity 1,4 %AEP / %Mean Wind Speed
 Expected lifetime 20 Years

RESULTS

		P50	P84	P90
NET AEP	[GWh/y]	973,1	973,1	973,1
Capacity factor	[%]	48,1	48,1	48,1
Full load hours	[h/y]	4.212	4.212	4.212

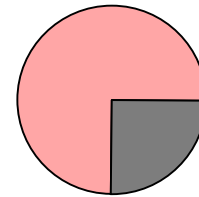


Scale: 400.000

Result details

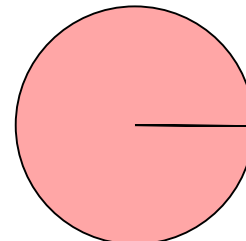
	P50	Uncertainty
GROSS AEP *)	1.055,6 GWh/y	0,0 %
Bias correction	0,0 GWh/y	0,0 %
Loss correction	-82,6 GWh/y	-7,8 %
Wake loss		-5,9 %
Other losses		-2,0 %
NET AEP	973,1 GWh/y	0,0 %

Loss: 7,8 %



1. Wake effects	5,9 %
2. Availability	0,0 %
3. Turbine performance	0,0 %
4. Electrical	0,0 %
5. Environmental	0,0 %
6. Curtailment	2,0 %
7. Other	0,0 %

Uncertainty: 0,0 %



A. Wind data	0,0 %
B. Wind model	0,0 %
C. Power conversion	0,0 %
D. BIAS	0,0 %
E. LOSS	0,0 %



*) Calculated Annual Energy Production before any bias or loss corrections
 Assumptions: Uncertainty and percentiles (PXX values) are calculated for the expected lifetime

Loss&Uncertainty - Assumptions and results

Calculation: DMOM var B

ASSUMPTIONS

LOSS	Method *)	Loss [%]	Loss [GWh/y]	Std dev**) [%]	Comment
1. Wake effects					
Wake effects, all WTGs	Calculation	5,9	62,5	0,0	
2. Availability					No input
3. Turbine performance					No input
4. Electrical					No input
5. Environmental					No input
6. Curtailment					
Noise	Calculation	0,0	0,4	0,0	
Flicker	Calculation	2,0	20,9	0,0	
7. Other					No input
LOSS, total		7,8	82,6	0,0	

UNCERTAINTY

	Method *)	Std dev, wind speed [%]	Std dev, AEP [%]	Comment
A. Wind data				
Wind measurement/Wind data				
Long term correction				
Year-to-year variability				
Future climate				
Other wind related				
B. Wind model				
Vertical extrapolation				
Horizontal extrapolation				
Other wind model related				
C. Power conversion				
Power curve uncertainty				
Metering uncertainty				
Other AEP related uncertainties				
D. BIAS, total uncertainty			0,0	
E. LOSS, total uncertainty			0,0	
UNCERTAINTY, total (1y average)			0,0	
UNCERTAINTY, total (20y average)			0,0	

VARIABILITY

Years	Variability (std dev) [%]	Total std dev [%]
1	0,00	0,0
5	0,00	0,0
10	0,00	0,0
20	0,00	0,0

RESULTS

AEP versus exceedance level / time horizon

PXX [%]	1 y [MWh/y]	5 y [MWh/y]	10 y [MWh/y]	20 y [MWh/y]
50	973.068	973.068	973.068	973.068
75	973.068	973.068	973.068	973.068
84	973.068	973.068	973.068	973.068
90	973.068	973.068	973.068	973.068
95	973.068	973.068	973.068	973.068

*) Calculation means that a calculation method available in the windPRO software is used. This still typically involve a user judgement and user data where the quality of those decides the accuracy. If calculation method is used, the values will often be different from turbine to turbine, here the average is shown, but at page "WTG results" the individual turbine results are shown.

**) For totals the std dev refers to the full AEP, otherwise std dev refers to the bias or loss component which is a fraction of the total AEP.

Loss&Uncertainty - WTG results

Calculation: DMOM var B

Main data for PARK

PARK calculation 3.0.619: DMOM var B

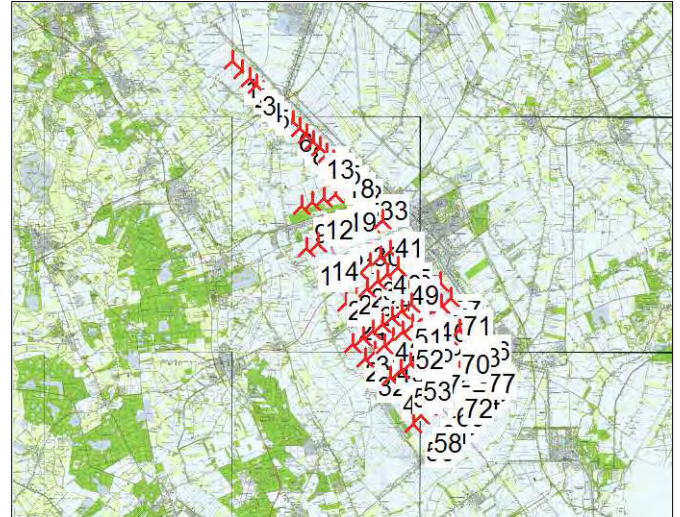
Count 77

Rated power 231,0 MW

Mean wind speed 8,0 m/s at hub height

Sensitivity 1,4 %AEP / %Mean Wind Speed

Expected lifetime 20 Years



Scale: 400.000

Expected AEP per WTG including bias, loss and uncertainty evaluation

Description	Calculated GROSS* [MWh/y]	Bias [%]	Loss [%]	Unc. [%]	20 years averaging		
					P50 [MWh/y]	P84 [MWh/y]	P90 [MWh/y]
1 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2107)	13.902,3	0,0	5,2	0,0	13.183,2	13.183,2	13.183,2
2 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2108)	13.899,9	0,0	5,3	0,0	13.168,3	13.168,3	13.168,3
3 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2109)	13.870,6	0,0	7,2	0,0	12.869,4	12.869,4	12.869,4
4 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2110)	13.837,4	0,0	6,0	0,0	13.002,7	13.002,7	13.002,7
5 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2111)	13.878,3	0,0	6,4	0,0	12.994,2	12.994,2	12.994,2
6 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2112)	13.816,8	0,0	6,6	0,0	12.904,7	12.904,7	12.904,7
7 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2113)	13.832,0	0,0	8,5	0,0	12.656,6	12.656,6	12.656,6
8 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2114)	13.845,2	0,0	8,4	0,0	12.681,4	12.681,4	12.681,4
9 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2115)	13.633,0	0,0	3,9	0,0	13.095,4	13.095,4	13.095,4
10 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2116)	13.794,4	0,0	8,6	0,0	12.603,3	12.603,3	12.603,3
11 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2117)	13.301,4	0,0	3,3	0,0	12.859,3	12.859,3	12.859,3
12 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2118)	13.644,3	0,0	5,9	0,0	12.838,4	12.838,4	12.838,4
13 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2119)	13.818,7	0,0	9,7	0,0	12.480,2	12.480,2	12.480,2
14 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2120)	13.329,5	0,0	6,1	0,0	12.515,1	12.515,1	12.515,1
15 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2121)	13.768,6	0,0	11,4	0,0	12.192,2	12.192,2	12.192,2
16 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2122)	13.636,1	0,0	9,3	0,0	12.363,7	12.363,7	12.363,7
17 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2123)	13.757,3	0,0	9,7	0,0	12.419,6	12.419,6	12.419,6
18 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2124)	13.778,4	0,0	9,8	0,0	12.431,7	12.431,7	12.431,7
19 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2125)	13.646,9	0,0	11,1	0,0	12.132,3	12.132,3	12.132,3
20 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2126)	13.684,0	0,0	4,5	0,0	13.073,9	13.073,9	13.073,9
21 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2127)	13.307,8	0,0	7,3	0,0	12.337,3	12.337,3	12.337,3
22 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2128)	13.729,9	0,0	7,4	0,0	12.717,4	12.717,4	12.717,4
23 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2129)	13.745,6	0,0	7,4	0,0	12.732,6	12.732,6	12.732,6
24 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2130)	13.698,5	0,0	4,2	0,0	13.119,2	13.119,2	13.119,2
25 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2131)	13.296,4	0,0	6,6	0,0	12.421,6	12.421,6	12.421,6
26 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2132)	13.718,7	0,0	4,2	0,0	13.139,1	13.139,1	13.139,1
27 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2133)	13.624,8	0,0	9,8	0,0	12.293,1	12.293,1	12.293,1
28 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2134)	13.648,3	0,0	6,4	0,0	12.768,0	12.768,0	12.768,0
29 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2135)	13.722,2	0,0	7,2	0,0	12.738,7	12.738,7	12.738,7
30 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2136)	13.256,7	0,0	6,8	0,0	12.360,6	12.360,6	12.360,6
31 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2137)	13.705,4	0,0	6,7	0,0	12.789,6	12.789,6	12.789,6
32 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2138)	13.758,7	0,0	4,9	0,0	13.082,1	13.082,1	13.082,1
33 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2139)	13.578,8	0,0	11,1	0,0	12.072,4	12.072,4	12.072,4
34 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2140)	13.651,6	0,0	7,5	0,0	12.633,0	12.633,0	12.633,0
35 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2141)	13.706,0	0,0	8,2	0,0	12.576,6	12.576,6	12.576,6
36 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2142)	13.225,9	0,0	6,7	0,0	12.333,3	12.333,3	12.333,3
37 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2143)	13.731,6	0,0	8,9	0,0	12.505,4	12.505,4	12.505,4
38 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2144)	13.768,7	0,0	7,3	0,0	12.762,0	12.762,0	12.762,0
39 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2145)	13.681,8	0,0	7,8	0,0	12.616,3	12.616,3	12.616,3
40 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2146)	13.644,8	0,0	8,5	0,0	12.482,3	12.482,3	12.482,3

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - WTG results

Calculation: DMOM var B

...continued from previous page

Description	Calculated GROSS*) [MWh/y]	Bias [%]	20 years averaging				P84 [MWh/y]	P90 [MWh/y]
			Loss [%]	Unc. [%]	P50 [MWh/y]	P84 [MWh/y]		
41 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2147)	13.221,2	0,0	5,5	0,0	12.490,0	12.490,0	12.490,0	
42 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2148)	13.788,9	0,0	9,9	0,0	12.427,3	12.427,3	12.427,3	
43 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2149)	13.798,8	0,0	8,6	0,0	12.607,4	12.607,4	12.607,4	
44 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2150)	13.666,9	0,0	8,0	0,0	12.576,4	12.576,4	12.576,4	
45 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2151)	13.659,0	0,0	8,0	0,0	12.560,7	12.560,7	12.560,7	
46 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2152)	13.775,1	0,0	5,5	0,0	13.017,3	13.017,3	13.017,3	
47 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2153)	13.768,6	0,0	10,5	0,0	12.327,6	12.327,6	12.327,6	
48 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2154)	13.796,3	0,0	9,4	0,0	12.506,0	12.506,0	12.506,0	
49 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2155)	13.642,5	0,0	7,5	0,0	12.616,0	12.616,0	12.616,0	
50 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2156)	13.789,6	0,0	7,8	0,0	12.712,0	12.712,0	12.712,0	
51 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2157)	13.745,3	0,0	11,2	0,0	12.204,0	12.204,0	12.204,0	
52 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2158)	13.784,2	0,0	9,8	0,0	12.439,4	12.439,4	12.439,4	
53 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2159)	13.763,8	0,0	8,9	0,0	12.537,4	12.537,4	12.537,4	
54 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2160)	13.746,7	0,0	10,2	0,0	12.347,0	12.347,0	12.347,0	
55 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2161)	13.765,5	0,0	9,7	0,0	12.423,7	12.423,7	12.423,7	
56 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2162)	13.732,6	0,0	2,6	0,0	13.382,2	13.382,2	13.382,2	
57 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2163)	13.752,0	0,0	8,8	0,0	12.541,2	12.541,2	12.541,2	
58 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2164)	13.818,2	0,0	4,3	0,0	13.227,0	13.227,0	13.227,0	
59 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2165)	13.751,2	0,0	10,0	0,0	12.376,4	12.376,4	12.376,4	
60 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2166)	13.750,9	0,0	9,8	0,0	12.396,9	12.396,9	12.396,9	
61 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2167)	13.829,4	0,0	5,0	0,0	13.135,2	13.135,2	13.135,2	
62 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2168)	13.743,7	0,0	9,9	0,0	12.382,1	12.382,1	12.382,1	
63 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2169)	13.735,2	0,0	10,0	0,0	12.367,0	12.367,0	12.367,0	
64 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2170)	13.750,0	0,0	9,2	0,0	12.483,7	12.483,7	12.483,7	
65 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2171)	13.841,1	0,0	5,5	0,0	13.077,0	13.077,0	13.077,0	
66 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2172)	13.736,3	0,0	9,8	0,0	12.393,6	12.393,6	12.393,6	
67 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2173)	13.695,2	0,0	12,0	0,0	12.047,7	12.047,7	12.047,7	
68 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2174)	13.756,3	0,0	9,6	0,0	12.434,6	12.434,6	12.434,6	
69 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2175)	13.847,5	0,0	5,8	0,0	13.040,3	13.040,3	13.040,3	
70 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2176)	13.774,9	0,0	9,2	0,0	12.513,3	12.513,3	12.513,3	
71 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2177)	13.726,7	0,0	10,2	0,0	12.327,2	12.327,2	12.327,2	
72 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2178)	13.804,4	0,0	6,3	0,0	12.929,9	12.929,9	12.929,9	
73 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2179)	13.772,2	0,0	8,1	0,0	12.653,8	12.653,8	12.653,8	
74 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2180)	13.800,7	0,0	8,1	0,0	12.682,8	12.682,8	12.682,8	
75 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2181)	13.830,5	0,0	9,5	0,0	12.517,7	12.517,7	12.517,7	
76 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2182)	13.758,3	0,0	7,9	0,0	12.672,6	12.672,6	12.672,6	
77 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2183)	13.823,3	0,0	8,8	0,0	12.607,3	12.607,3	12.607,3	
PARK	1.055.620,4	0,0	7,8	0,0	973.068,1	973.068,1	973.068,1	

Project:

S11067 juni 2015 (2)

Licensed user:

Pondera Consult B.V.

Welbergweg 49

NL-7556 PE Hengelo

0031742489940

Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com

Calculated:

15-6-2015 15:31/3.0.619

Loss&Uncertainty - Noise

Calculation: DMOM var B

Noise reduced mode is achieved by less aggressive pitching or reduction of maximum power. In both cases this results in less power production. There might also be situations where the turbine is fully stopped for fulfilling special noise requirements

Assumptions:

WTG(s)	Time	Direction	Wind speed	Calculated power curve	Curtailed power curve
	From To	From To	From To		
		[°] [°]	[m/s] [m/s]		
SENVION 3.0M122 3000 122.0 IO! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2121)	23:00 07:00	0 360	0 40	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	Level 2 - Calculated - Before trafo, Sound Mgmt. 101.7 dBA - 10-2013

Time series used in calculation

Name:

From: 1-1-2000 1:00:00

To: 31-12-2009 23:00:00

Period: 120 months

Time step: 60 minutes

The period used is calibrated to calculate annual loss

Result

Calculated AEP before loss: 1.055.620,4 MWh/y

Calculated loss: 376,3 MWh/y

Calculated AEP after loss: 1.055.244,1 MWh/y

Percent loss: 0,04 %

Month/Year	%	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Jan-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2000	33,3	232	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jun-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Aug-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Sep-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Dec-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jan-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2001	33,3	224	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jun-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Aug-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Sep-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Dec-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jan-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2002	33,3	224	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jun-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Aug-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Sep-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2002	33,2	239	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	
Dec-2002	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jan-2003	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2003	33,2	223	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2003	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2003	33,2	239	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2003	33,1	246	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	7	8	8	8	
Jun-2003	33,1	238	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	
Jul-2003	32,9	245	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	6	

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - Noise

Calculation: DMOM var B

...continued from previous page

Month/Year	%	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31				
Aug-2003	33,1	246	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8					
Sep-2003	33,2	239	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8					
Oct-2003	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8					
Nov-2003	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8					
Dec-2003	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8					
Jan-2004	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8					
Feb-2004	33,3	232	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8					
Mar-2004	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8					
Apr-2004	32,9	237	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	6	8	8	8	8	8					
May-2004	32,9	245	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	7				
Jun-2004	33,1	238	8	8	7	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8				
Jul-2004	33,1	246	8	8	8	8	8	8	7	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8				
Aug-2004	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8				
Sep-2004	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8				
Oct-2004	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8			
Nov-2004	33,2	239	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8			
Dec-2004	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8			
Jan-2005	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8			
Feb-2005	33,3	224	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8			
Mar-2005	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8			
Apr-2005	33,1	238	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	7	8	8			
May-2005	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8			
Jun-2005	32,8	236	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	7	8	7	7	8			
Jul-2005	33,1	246	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8			
Aug-2005	32,9	245	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	7	8	8	8	8	8	8	7	8	8			
Sep-2005	32,9	237	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8			
Oct-2005	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8		
Nov-2005	33,1	238	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8			
Dec-2005	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8		
Jan-2006	33,2	247	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8		
Feb-2006	33,2	223	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8		
Mar-2006	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8		
Apr-2006	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2006	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jun-2006	33,1	238	8	8	8	8	8	8	6	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2006	32,8	244	8	8	8	8	8	8	8	8	8	6	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	7	8	8	8	8		
Aug-2006	33,1	246	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8		
Sep-2006	33,2	239	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2006	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2006	33,1	238	8	6	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Dec-2006	32,9	245	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	7	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8		
Jan-2007	32,9	245	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	5	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2007	33,3	224	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2007	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	
Apr-2007	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2007	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Jun-2007	33,1	238	8	8	8	8	8	7	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Jul-2007	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Aug-2007	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Sep-2007	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Oct-2007	32,8	244	8	8	8	8	8	8	8	8	6	8	7	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Nov-2007	33,3	240	8	8	8																																

Loss&Uncertainty - Noise

Calculation: DMOM var B

...continued from previous page

Month/Year	%	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Feb-2009	33,2	223	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Mar-2009	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Apr-2009	32,9	237	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7
May-2009	33,1	246	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8
Jun-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Jul-2009	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8
Aug-2009	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Sep-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Oct-2009	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Nov-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Dec-2009	32,2	239	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Total	33,2	29127																															

The table shows the number of time steps with curtailment for each day, these days are light grey.
 The dark greyed fields show days with missing data, the missing time steps are not included in calculation.
 For some types of calculations not all turbines might be curtailed, the table show a value if just one of the turbines is curtailed.
 The total percentage might not be equivalent to calculated loss percent due to weighting with concurrent wind data in the loss calculation.

Loss&Uncertainty - Flicker

Calculation: DMOM var B

Calculated losses due to shadow (flicker) loss.

Used SHADOW calculation: 3.0.619: Copy of variant B, woningen binnen 6 uur

Assumptions:

Advanced stop (light sensors etc. included). Reduced to: 84 % AEP reduction relative to worst case.

WTG	Calculated AEP GROSS [MWh]	Loss [MWh]	Percent of AEP [%]
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2107)	13.902,3	539,9	3,88
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2108)	13.899,9	417,8	3,01
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2109)	13.870,6	610,1	4,40
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2110)	13.837,4	408,9	2,95
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2111)	13.878,3	557,9	4,02
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2112)	13.816,8	566,7	4,10
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2113)	13.832,0	695,1	5,03
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2114)	13.845,2	631,1	4,56
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2115)	13.633,0	103,0	0,76
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2116)	13.794,4	635,5	4,61
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2117)	13.301,4	44,9	0,34
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2118)	13.644,3	144,5	1,06
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2119)	13.818,7	761,6	5,51
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2120)	13.329,5	274,1	2,06
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2121)	13.768,6	616,4	4,48
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2122)	13.636,1	562,5	4,12
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2123)	13.757,3	695,3	5,05
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2124)	13.778,4	683,8	4,96
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2125)	13.646,9	853,1	6,25
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2126)	13.684,0	60,0	0,44
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2127)	13.307,8	315,8	2,37
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2128)	13.729,9	374,4	2,73
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2129)	13.745,6	178,1	1,30
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2130)	13.698,5	16,2	0,12
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2131)	13.296,4	55,7	0,42
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2132)	13.718,7	27,5	0,20
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2133)	13.624,8	748,5	5,49
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2134)	13.648,3	21,9	0,16
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2135)	13.722,2	21,7	0,16
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2136)	13.256,7	31,1	0,23
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2137)	13.705,4	9,5	0,07
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2138)	13.758,7	110,6	0,80
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2139)	13.578,8	963,6	7,10
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2140)	13.651,6	42,6	0,31
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2141)	13.706,0	81,3	0,59
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2142)	13.225,9	28,7	0,22
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2143)	13.731,6	139,9	1,02
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2144)	13.768,7	120,2	0,87
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2145)	13.681,8	25,9	0,19
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2146)	13.644,8	85,5	0,63
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2147)	13.221,2	0,0	0,00
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2148)	13.788,9	167,6	1,22
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2149)	13.798,8	121,2	0,88
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2150)	13.666,9	14,2	0,10
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2151)	13.659,0	169,0	1,24
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2152)	13.775,1	256,3	1,86
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2153)	13.768,6	195,4	1,42
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2154)	13.796,3	100,9	0,73
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2155)	13.642,5	92,4	0,68
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2156)	13.789,6	297,8	2,16
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2157)	13.745,3	279,5	2,03
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2158)	13.784,2	109,3	0,79
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2159)	13.763,8	330,3	2,40
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2160)	13.746,7	136,9	1,00
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2161)	13.765,5	93,9	0,68
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2162)	13.732,6	73,6	0,54
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2163)	13.752,0	247,0	1,80
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2164)	13.818,2	13,7	0,10
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2165)	13.751,2	155,8	1,13
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2166)	13.750,9	117,9	0,86
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2167)	13.829,4	0,0	0,00
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2168)	13.743,7	371,9	2,71
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2169)	13.735,2	247,3	1,80
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2170)	13.750,0	64,9	0,47
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2171)	13.841,1	0,0	0,00
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2172)	13.736,3	340,9	2,48
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2173)	13.695,2	767,8	5,61
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2174)	13.756,3	215,6	1,57
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2175)	13.847,5	0,0	0,00
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2176)	13.774,9	275,7	2,00
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2177)	13.726,7	509,7	3,71
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2178)	13.804,4	40,4	0,29
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2179)	13.772,2	189,0	1,37
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2180)	13.800,7	286,7	2,08
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2181)	13.830,5	510,7	3,69
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2182)	13.758,3	336,3	2,44
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2183)	13.823,3	517,8	3,75
TOTAL	1.055.620,4	20.908,3	1,98

PARK - Main Result

Calculation: DMOM var BL

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings

Air density calculation mode Individual per WTG
 Result for WTG at hub altitude 1,232 kg/m³ to 1,233 kg/m³
 Air density relative to standard 100,6 % to 100,7 %
 Hub altitude above sea level (asl) 138,7 m to 147,0 m
 Annual mean temperature at hub alt. 8,3 °C to 8,3 °C
 Pressure at WTGs 995,4 hPa to 996,4 hPa

Wake Model Parameters

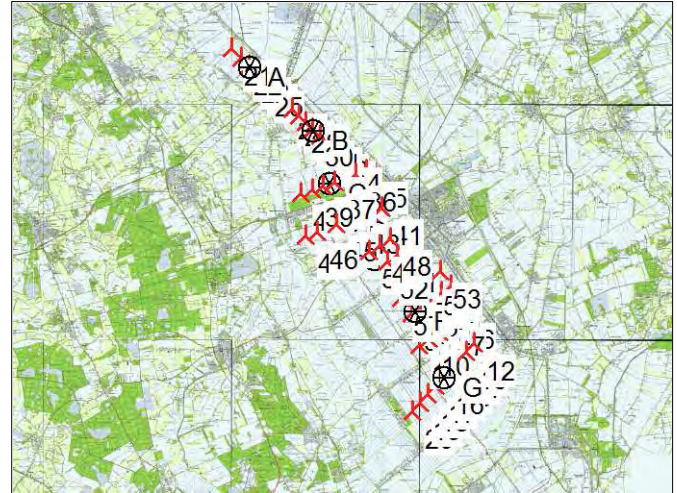
From angle To angle Terrain type Wake decay constant
 [°] [°]
 -180,0 180,0 Very open farmland 0,063

Displacement heights from objects

Wake calculation settings

Angle [°] Wind speed [m/s]
 start end step start end step
 0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

WAsP version WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100



New WTG

Site Data

Key results for height 100,0 m above ground level

Terrain Netherlands RD Amersfoort

X(East) Y(North) Name of wind distribution Type

Wind energy Mean wind speed Equivalent roughness

					[kWh/m ²]	[m/s]	
A	250.965	564.445	OOS noord	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.532	7,4	2,0
B	254.287	561.083	OOS midden	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.499	7,3	2,1
C	255.187	558.262	OOS zuid	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.364	7,3	2,2
D	256.228	556.301	OOS zuid 2	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.088	7,1	2,2
E	257.588	554.261	RH	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.372	7,2	2,2
F	259.709	551.499	RH - DEE	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.407	7,3	2,1
G	261.230	547.958	DEE	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.443	7,3	2,1

Calculated Annual Energy for Wind Farm

Specific results^{*)}

WTG combination	Result PARK	GROSS (no loss) Free WTGs	Park efficiency	Capacity factor	Mean WTG result	Full load hours	Mean wind speed @hub height
	[MWh/y]	[MWh/y]	[%]	[%]	[MWh/y]	[Hours/year]	[m/s]
Wind farm	744.377,3	780.839,8	95,3	49,7	13.059,3	4.353	8,0

**) Based on wake reduced results, but no other losses included*

Calculated Annual Energy for each of 57 new WTGs with total 171,0 MW rated power

WTG type		Power curve				Annual Energy Park							
Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Creator	Name	Result	Efficiency	Capacity factor	Mean wind speed
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[%]	[%]	[m/s]
1	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.899,6	93,97	49,1	7,98
2	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.772,7	92,85	48,6	7,99
3	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.758,3	92,79	48,5	7,99
4	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.859,5	93,52	48,9	7,99
5	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.158,5	95,59	50,0	7,99
6	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.052,8	94,87	49,6	7,99
7	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.914,8	93,77	49,1	7,99
8	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.889,9	93,58	49,0	7,99
9	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.884,0	93,80	49,0	7,98
10	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.994,1	94,55	49,4	7,98
11	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.272,4	96,51	50,5	7,98
12	G	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.142,0	95,07	50,0	8,01
13	G	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.052,9	94,38	49,6	8,01
14	G	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.017,8	94,33	49,5	8,00
15	G	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.041,6	94,47	49,6	8,00
16	G	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.117,7	94,73	49,9	8,02
17	G	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.152,4	95,02	50,0	8,02
18	G	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.201,5	95,46	50,2	8,01
19	G	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.295,2	96,22	50,6	8,00
20	G	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.500,1	98,31	51,3	7,96
21	A	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.717,6	98,67	52,2	8,05
22	A	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.578,1	97,69	51,6	8,05
23	A	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.463,4	97,06	51,2	8,04

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - Main result

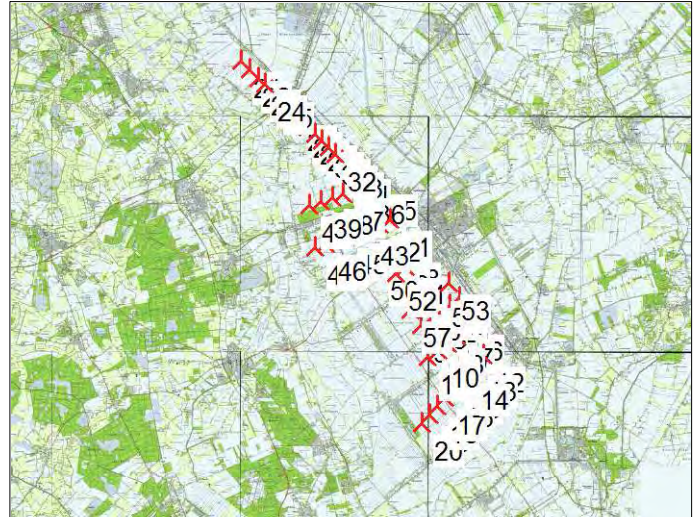
Calculation: DMOM var BL

Main data for PARK

PARK calculation 3.0.619: DMOM var BL
 Count 57
 Rated power 171,0 MW
 Mean wind speed 8,0 m/s at hub height
 Sensitivity 1,4 %AEP / %Mean Wind Speed
 Expected lifetime 20 Years

RESULTS

		P50	P84	P90
NET AEP	[GWh/y]	726,3	726,3	726,3
Capacity factor	[%]	48,5	48,5	48,5
Full load hours	[h/y]	4.248	4.248	4.248

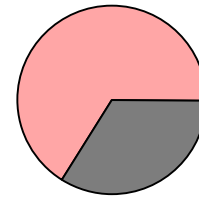


Scale: 400.000

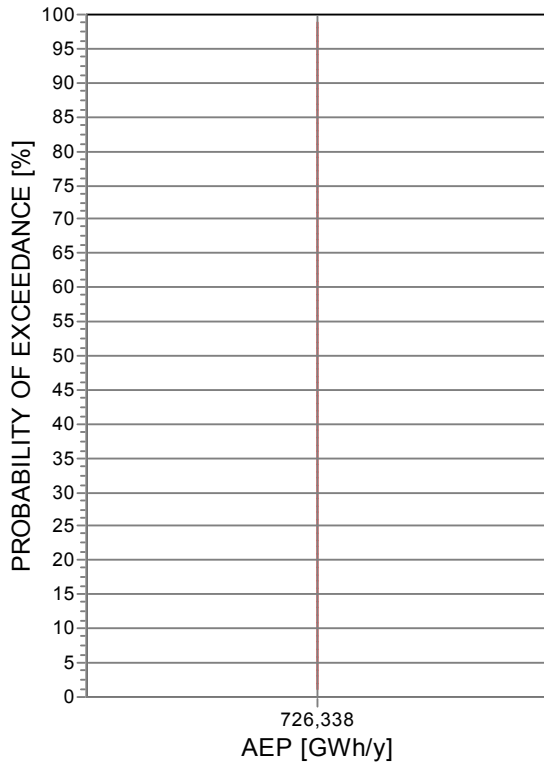
Result details

	P50	Uncertainty
GROSS AEP *)	780,8 GWh/y	0,0 %
Bias correction	0,0 GWh/y	0,0 %
Loss correction	-54,5 GWh/y	-7,0 %
Wake loss		-4,7 %
Other losses		-2,4 %
NET AEP	726,3 GWh/y	0,0 %

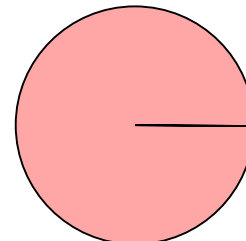
Loss: 7,0 %



1. Wake effects	4,7 %
2. Availability	0,0 %
3. Turbine performance	0,0 %
4. Electrical	0,0 %
5. Environmental	0,0 %
6. Curtailment	2,4 %
7. Other	0,0 %



Uncertainty: 0,0 %



A. Wind data	0,0 %
B. Wind model	0,0 %
C. Power conversion	0,0 %
D. BIAS	0,0 %
E. LOSS	0,0 %

*) Calculated Annual Energy Production before any bias or loss corrections
 Assumptions: Uncertainty and percentiles (PXX values) are calculated for the expected lifetime

Loss&Uncertainty - Assumptions and results

Calculation: DMOM var BL

ASSUMPTIONS

LOSS	Method *)	Loss [%]	Loss [GWh/y]	Std dev**) [%]	Comment
1. Wake effects					
Wake effects, all WTGs	Calculation	4,7	36,5	0,0	
2. Availability					No input
3. Turbine performance					No input
4. Electrical					No input
5. Environmental					No input
6. Curtailment					
Noise	Calculation	0,0	0,4	0,0	
Flicker	Calculation	2,4	18,6	0,0	
7. Other					No input
LOSS, total		7,0	54,5	0,0	

UNCERTAINTY

	Method *)	Std dev, wind speed [%]	Std dev, AEP [%]	Comment
A. Wind data				
Wind measurement/Wind data				
Long term correction				
Year-to-year variability				
Future climate				
Other wind related				
B. Wind model				
Vertical extrapolation				
Horizontal extrapolation				
Other wind model related				
C. Power conversion				
Power curve uncertainty				
Metering uncertainty				
Other AEP related uncertainties				
D. BIAS, total uncertainty			0,0	
E. LOSS, total uncertainty			0,0	
UNCERTAINTY, total (1y average)			0,0	
UNCERTAINTY, total (20y average)			0,0	

VARIABILITY

Years	Variability (std dev) [%]	Total std dev [%]
1	0,00	0,0
5	0,00	0,0
10	0,00	0,0
20	0,00	0,0

RESULTS

AEP versus exceedance level / time horizon

PXX [%]	1 y [MWh/y]	5 y [MWh/y]	10 y [MWh/y]	20 y [MWh/y]
50	726.338	726.338	726.338	726.338
75	726.338	726.338	726.338	726.338
84	726.338	726.338	726.338	726.338
90	726.338	726.338	726.338	726.338
95	726.338	726.338	726.338	726.338

*) Calculation means that a calculation method available in the windPRO software is used. This still typically involve a user judgement and user data where the quality of those decides the accuracy. If calculation method is used, the values will often be different from turbine to turbine, here the average is shown, but at page "WTG results" the individual turbine results are shown.

**) For totals the std dev refers to the full AEP, otherwise std dev refers to the bias or loss component which is a fraction of the total AEP.

Loss&Uncertainty - WTG results

Calculation: DMOM var BL

Main data for PARK

PARK calculation 3.0.619: DMOM var BL

Count 57
 Rated power 171,0 MW
 Mean wind speed 8,0 m/s at hub height
 Sensitivity 1,4 %AEP / %Mean Wind Speed
 Expected lifetime 20 Years



Scale: 400.000

Expected AEP per WTG including bias, loss and uncertainty evaluation

Description	20 years averaging						
	Calculated GROSS*)	Bias	Loss	Unc.	P50	P84	P90
	[MWh/y]	[%]	[%]	[%]	[MWh/y]	[MWh/y]	[MWh/y]
1 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2247)	13.726,7	0,0	9,5	0,0	12.420,6	12.420,6	12.420,6
2 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2248)	13.756,3	0,0	8,6	0,0	12.572,5	12.572,5	12.572,5
3 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2249)	13.750,0	0,0	7,7	0,0	12.698,1	12.698,1	12.698,1
4 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2250)	13.750,9	0,0	7,3	0,0	12.749,2	12.749,2	12.749,2
5 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2251)	13.765,5	0,0	5,1	0,0	13.068,7	13.068,7	13.068,7
6 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2252)	13.758,3	0,0	7,4	0,0	12.733,8	12.733,8	12.733,8
7 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2253)	13.772,2	0,0	7,5	0,0	12.737,5	12.737,5	12.737,5
8 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2254)	13.774,9	0,0	8,3	0,0	12.631,8	12.631,8	12.631,8
9 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2255)	13.736,3	0,0	8,5	0,0	12.564,2	12.564,2	12.564,2
10 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2256)	13.743,7	0,0	8,0	0,0	12.642,4	12.642,4	12.642,4
11 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2257)	13.752,0	0,0	5,2	0,0	13.034,0	13.034,0	13.034,0
12 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2258)	13.823,3	0,0	8,5	0,0	12.649,8	12.649,8	12.649,8
13 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2259)	13.830,5	0,0	9,1	0,0	12.570,9	12.570,9	12.570,9
14 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2260)	13.800,7	0,0	7,6	0,0	12.747,4	12.747,4	12.747,4
15 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2261)	13.804,4	0,0	5,8	0,0	13.003,5	13.003,5	13.003,5
16 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2262)	13.847,5	0,0	5,3	0,0	13.117,7	13.117,7	13.117,7
17 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2263)	13.841,1	0,0	5,0	0,0	13.152,4	13.152,4	13.152,4
18 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2264)	13.829,4	0,0	4,5	0,0	13.201,5	13.201,5	13.201,5
19 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2265)	13.818,2	0,0	3,9	0,0	13.282,0	13.282,0	13.282,0
20 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2266)	13.732,6	0,0	2,2	0,0	13.427,8	13.427,8	13.427,8
21 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2267)	13.902,3	0,0	5,2	0,0	13.184,9	13.184,9	13.184,9
22 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2268)	13.899,9	0,0	5,3	0,0	13.170,0	13.170,0	13.170,0
23 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2269)	13.870,6	0,0	7,2	0,0	12.871,1	12.871,1	12.871,1
24 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2270)	13.837,4	0,0	6,0	0,0	13.004,7	13.004,7	13.004,7
25 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2271)	13.878,3	0,0	6,4	0,0	12.996,7	12.996,7	12.996,7
26 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2272)	13.816,8	0,0	6,6	0,0	12.908,1	12.908,1	12.908,1
27 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2273)	13.832,0	0,0	8,5	0,0	12.660,5	12.660,5	12.660,5
28 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2274)	13.845,2	0,0	8,4	0,0	12.685,9	12.685,9	12.685,9
29 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2275)	13.794,4	0,0	8,6	0,0	12.608,7	12.608,7	12.608,7
30 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2276)	13.818,7	0,0	9,6	0,0	12.487,0	12.487,0	12.487,0
31 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2277)	13.768,6	0,0	11,4	0,0	12.200,2	12.200,2	12.200,2
32 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2278)	13.757,3	0,0	9,6	0,0	12.429,8	12.429,8	12.429,8
33 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2279)	13.778,4	0,0	9,7	0,0	12.443,8	12.443,8	12.443,8
34 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2280)	13.729,9	0,0	7,2	0,0	12.735,4	12.735,4	12.735,4
35 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2281)	13.578,8	0,0	10,9	0,0	12.099,4	12.099,4	12.099,4
36 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2282)	13.624,8	0,0	9,6	0,0	12.323,5	12.323,5	12.323,5
37 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2283)	13.646,9	0,0	10,9	0,0	12.161,9	12.161,9	12.161,9
38 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2284)	13.636,1	0,0	9,1	0,0	12.397,2	12.397,2	12.397,2
39 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2285)	13.644,3	0,0	5,7	0,0	12.869,6	12.869,6	12.869,6

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - WTG results

Calculation: DMOM var BL

...continued from previous page

Description	Calculated GROSS*) [MWh/y]	Bias [%]	20 years averaging				
			Loss [%]	Unc. [%]	P50 [MWh/y]	P84 [MWh/y]	P90 [MWh/y]
40 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2286)	13.633,0	0,0	3,8	0,0	13.118,3	13.118,3	13.118,3
41 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2287)	13.221,2	0,0	4,7	0,0	12.600,3	12.600,3	12.600,3
42 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2288)	13.225,9	0,0	5,7	0,0	12.473,5	12.473,5	12.473,5
43 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2289)	13.256,7	0,0	5,6	0,0	12.510,6	12.510,6	12.510,6
44 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2290)	13.296,4	0,0	5,5	0,0	12.568,1	12.568,1	12.568,1
45 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2291)	13.307,8	0,0	6,4	0,0	12.457,7	12.457,7	12.457,7
46 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2292)	13.329,5	0,0	5,6	0,0	12.588,3	12.588,3	12.588,3
47 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2293)	13.301,4	0,0	2,8	0,0	12.923,4	12.923,4	12.923,4
48 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2294)	13.659,0	0,0	6,3	0,0	12.801,3	12.801,3	12.801,3
49 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2295)	13.644,8	0,0	5,8	0,0	12.853,5	12.853,5	12.853,5
50 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2296)	13.706,0	0,0	4,2	0,0	13.134,5	13.134,5	13.134,5
51 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2297)	13.642,5	0,0	5,3	0,0	12.924,5	12.924,5	12.924,5
52 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2298)	13.666,9	0,0	3,8	0,0	13.147,9	13.147,9	13.147,9
53 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2299)	13.695,2	0,0	11,3	0,0	12.149,6	12.149,6	12.149,6
54 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2300)	13.735,2	0,0	8,8	0,0	12.525,4	12.525,4	12.525,4
55 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2301)	13.751,2	0,0	8,2	0,0	12.626,5	12.626,5	12.626,5
56 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2302)	13.746,7	0,0	7,2	0,0	12.752,6	12.752,6	12.752,6
57 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2303)	13.745,3	0,0	6,1	0,0	12.911,3	12.911,3	12.911,3
PARK	780.839,8	0,0	7,0	0,0	726.338,2	726.338,2	726.338,2

Loss&Uncertainty - Noise

Calculation: DMOM var BL

Noise reduced mode is achieved by less aggressive pitching or reduction of maximum power. In both cases this results in less power production. There might also be situations where the turbine is fully stopped for fulfilling special noise requirements

Assumptions:

WTG(s) **Time** **Direction** **Wind speed** **Calculated power curve** **Curtailed power curve**
 From To From To From To From To
 [°] [°] [m/s] [m/s]
 SENVION 3.0M122 3000 122.0 IO! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2277) 23:00 07:00 0 360 0 40 Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014 Level 2 - Calculated - Before trafo, Sound Mgmt. 101.7 dBA - 10-2013

Time series used in calculation

Name:
 From: 1-1-2000 1:00:00
 To: 31-12-2009 23:00:00
 Period: 120 months
 Time step: 60 minutes
 The period used is calibrated to calculate annual loss

Result

Calculated AEP before loss: 780.839,8 MWh/y
 Calculated loss: 376,3 MWh/y
 Calculated AEP after loss: 780.463,5 MWh/y
 Percent loss: 0,05 %

Month/Year	%	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Jan-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2000	33,3	232	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jun-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Aug-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Sep-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Dec-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jan-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2001	33,3	224	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jun-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Aug-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Sep-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Dec-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jan-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2002	33,3	224	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jun-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Aug-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Sep-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2002	33,2	239	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	
Dec-2002	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jan-2003	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2003	33,2	223	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2003	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2003	33,2	239	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2003	33,1	246	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	7	8	8	8	8	
Jun-2003	33,1	238	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	
Jul-2003	32,9	245	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	6	

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - Noise

Calculation: DMOM var BL

...continued from previous page

Month/Year	%	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Feb-2009	33,2	223	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Mar-2009	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Apr-2009	32,9	237	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7
May-2009	33,1	246	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8
Jun-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Jul-2009	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Aug-2009	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Sep-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Oct-2009	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Nov-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Dec-2009	32,2	239	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Total	33,2	29127																															

The table shows the number of time steps with curtailment for each day, these days are light grey.
 The dark greyed fields show days with missing data, the missing time steps are not included in calculation.
 For some types of calculations not all turbines might be curtailed, the table show a value if just one of the turbines is curtailed.
 The total percentage might not be equivalent to calculated loss percent due to weighting with concurrent wind data in the loss calculation.

Loss&Uncertainty - Flicker

Calculation: DMOM var BL

Calculated losses due to shadow (flicker) loss.

Used SHADOW calculation: 3.0.619: Copy of variant BL, woningen binnen 6 uur

Assumptions:

Advanced stop (light sensors etc. included). Reduced to: 84 % AEP reduction relative to worst case.

WTG	Calculated AEP GROSS [MWh]	Loss [MWh]	Percent of AEP [%]
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2247)	13.726,7	509,7	3,71
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2248)	13.756,3	215,6	1,57
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2249)	13.750,0	64,9	0,47
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2250)	13.750,9	117,9	0,86
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2251)	13.765,5	93,9	0,68
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2252)	13.758,3	336,3	2,44
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2253)	13.772,2	189,0	1,37
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2254)	13.774,9	275,7	2,00
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2255)	13.736,3	340,9	2,48
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2256)	13.743,7	371,9	2,71
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2257)	13.752,0	247,0	1,80
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2258)	13.823,3	517,8	3,75
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2259)	13.830,5	510,7	3,69
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2260)	13.800,7	286,7	2,08
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2261)	13.804,4	40,4	0,29
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2262)	13.847,5	0,0	0,00
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2263)	13.841,1	0,0	0,00
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2264)	13.829,4	0,0	0,00
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2265)	13.818,2	13,7	0,10
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2266)	13.732,6	73,6	0,54
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2267)	13.902,3	539,9	3,88
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2268)	13.899,9	417,8	3,01
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2269)	13.870,6	610,1	4,40
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2270)	13.837,4	408,9	2,95
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2271)	13.878,3	557,9	4,02
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2272)	13.816,8	566,7	4,10
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2273)	13.832,0	695,1	5,03
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2274)	13.845,2	631,1	4,56
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2275)	13.794,4	635,5	4,61
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2276)	13.818,7	761,6	5,51
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2277)	13.768,6	616,4	4,48
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2278)	13.757,3	695,3	5,05
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2279)	13.778,4	683,8	4,96
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2280)	13.729,9	374,4	2,73
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2281)	13.578,8	963,6	7,10
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2282)	13.624,8	748,5	5,49
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2283)	13.646,9	853,1	6,25
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2284)	13.636,1	562,5	4,12
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2285)	13.644,3	144,5	1,06
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2286)	13.633,0	103,0	0,76
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2287)	13.221,2	0,0	0,00
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2288)	13.225,9	28,7	0,22
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2289)	13.256,7	31,1	0,23
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2290)	13.296,4	55,7	0,42
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2291)	13.307,8	315,8	2,37
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2292)	13.329,5	274,1	2,06
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2293)	13.301,4	44,9	0,34
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2294)	13.659,0	169,0	1,24
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2295)	13.644,8	85,5	0,63
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2296)	13.706,0	81,3	0,59
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2297)	13.642,5	92,4	0,68
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2298)	13.666,9	14,2	0,10
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2299)	13.695,2	767,8	5,61
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2300)	13.735,2	247,3	1,80
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2301)	13.751,2	155,8	1,13
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2302)	13.746,7	136,9	1,00
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2303)	13.745,3	279,5	2,03
TOTAL	780.839,8	18.555,3	2,38

PARK - Main Result

Calculation: DMOM VKA

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings

Air density calculation mode	Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude	1,231 kg/m ³ to 1,232 kg/m ³
Air density relative to standard	100,5 % to 100,6 %
Hub altitude above sea level (asl)	144,4 m to 152,6 m
Annual mean temperature at hub alt.	8,2 °C to 8,3 °C
Pressure at WTGs	994,7 hPa to 995,7 hPa

Wake Model Parameters

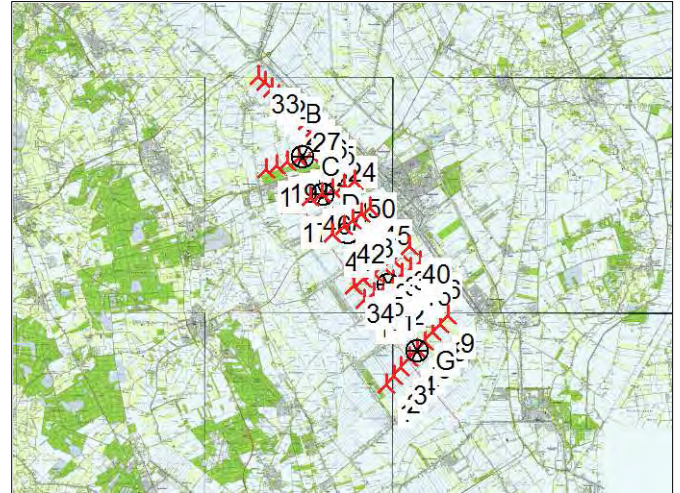
From angle	To angle	Terrain type	Wake decay constant
[°]	[°]		
-180,0	180,0	Very open farmland	0,063

Displacement heights from objects

Wake calculation settings

Angle [°]	Wind speed [m/s]
start end step	start end step
0,5 360,0 1,0	0,5 30,5 1,0

WAsP version WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100



▲ New WTG

● Site Data

Key results for height 100,0 m above ground level

Terrain Netherlands RD Amersfoort

X(East) Y(North) Name of wind Type distribution

Wind energy Mean wind speed Equivalent roughness

					[kWh/m ²]	[m/s]	
B	254.287	561.083	OOS midden	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.499	7,3	2,1
C	255.187	558.262	OOS zuid	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.364	7,3	2,2
D	256.228	556.301	OOS zuid 2	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.088	7,1	2,2
E	257.588	554.261	RH	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.372	7,2	2,2
F	259.709	551.499	RH - DEE	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.407	7,3	2,1
G	261.230	547.958	DEE	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.443	7,3	2,1

Calculated Annual Energy for Wind Farm

Specific results*

WTG combination	Result	GROSS (no loss)	Park	Capacity	Mean WTG	Full load	Mean wind speed
	[MWh/y]	Free WTGs	efficiency	factor	result	hours	@hub height
	[MWh/y]	[MWh/y]	[%]	[%]	[MWh/y]	[Hours/year]	[m/s]
Wind farm	699.019,1	739.619,2	94,5	53,2	13.980,4	4.660	8,0

* Based on wake reduced results, but no other losses included

Calculated Annual Energy for each of 50 new WTGs with total 150,0 MW rated power

WTG type				Power curve				Annual Energy					
Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Creator	Name	Result	Park Efficiency	Capacity factor	Mean wind speed
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[%]	[%]	[m/s]
1	G	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	14.565,2	98,16	55,4	8,05
2	G	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	14.320,0	96,02	54,5	8,09
3	G	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	14.229,7	95,33	54,1	8,10
4	G	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	14.199,2	95,12	54,0	8,10
5	G	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	14.121,5	94,55	53,7	8,11
6	G	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	14.084,9	94,38	53,6	8,10
7	G	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	14.094,8	94,43	53,6	8,10
8	G	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	14.101,3	94,42	53,6	8,11
9	G	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	14.205,6	95,26	54,0	8,10
10	F	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	14.278,1	96,11	54,3	8,08
11	F	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.968,1	93,86	53,1	8,09
12	F	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.781,4	92,86	52,4	8,07
13	F	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.707,5	92,37	52,1	8,07
14	F	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.695,0	92,26	52,1	8,08
15	F	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.744,4	92,62	52,3	8,07
16	F	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.958,4	93,97	53,1	8,09
17	D	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	14.142,1	97,59	53,8	7,87
18	C	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	14.243,9	96,86	54,2	8,00
19	C	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.968,1	95,02	53,1	8,00
20	C	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.935,9	94,37	53,0	8,03
21	C	Yes	NORDEX N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	EMD	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.894,4	94,05	52,8	8,03

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - Main result

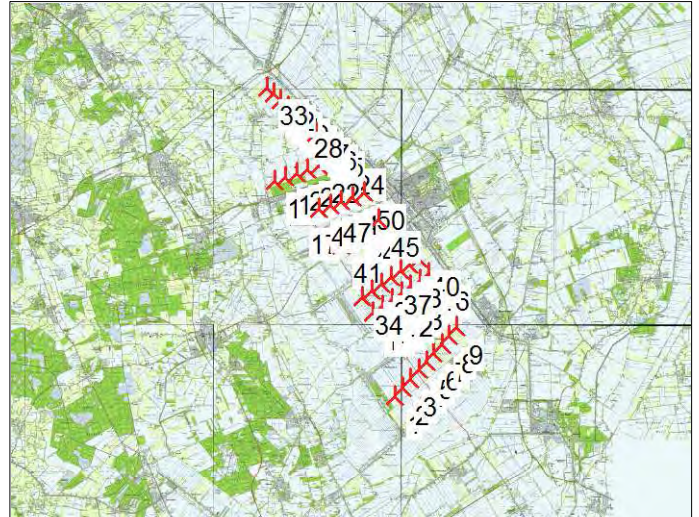
Calculation: DMOM VKA

Main data for PARK

PARK calculation 3.0.619: DMOM VKA
 Count 50
 Rated power 150,0 MW
 Mean wind speed 8,0 m/s at hub height
 Sensitivity 1,2 %AEP / %Mean Wind Speed
 Expected lifetime 20 Years

RESULTS

		P50	P84	P90
NET AEP	[GWh/y]	682,3	682,3	682,3
Capacity factor	[%]	51,9	51,9	51,9
Full load hours	[h/y]	4.549	4.549	4.549

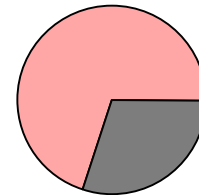


Scale: 400.000

Result details

	P50	Uncertainty
GROSS AEP *)	739,6 GWh/y	0,0 %
Bias correction	0,0 GWh/y	0,0 %
Loss correction	-57,3 GWh/y	-7,7 %
Wake loss		-5,5 %
Other losses		-2,4 %
NET AEP	682,3 GWh/y	0,0 %

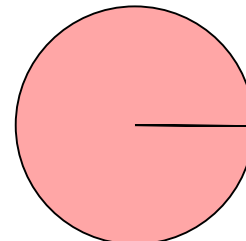
Loss: 7,7 %



1. Wake effects	5,5 %
2. Availability	0,0 %
3. Turbine performance	0,0 %
4. Electrical	0,0 %
5. Environmental	0,0 %
6. Curtailment	2,4 %
7. Other	0,0 %



Uncertainty: 0,0 %



A. Wind data	0,0 %
B. Wind model	0,0 %
C. Power conversion	0,0 %
D. BIAS	0,0 %
E. LOSS	0,0 %

*) Calculated Annual Energy Production before any bias or loss corrections
 Assumptions: Uncertainty and percentiles (PXX values) are calculated for the expected lifetime

Loss&Uncertainty - Assumptions and results

Calculation: DMOM VKA

ASSUMPTIONS

LOSS	Method *)	Loss [%]	Loss [GWh/y]	Std dev**) [%]	Comment
1. Wake effects					
Wake effects, all WTGs	Calculation	5,5	40,6	0,0	
2. Availability					No input
3. Turbine performance					No input
4. Electrical					No input
5. Environmental					No input
6. Curtailment					
Noise	Calculation	0,0	0,1	0,0	
Flicker	Calculation	2,4	17,6	0,0	
7. Other					No input
LOSS, total		7,7	57,3	0,0	

UNCERTAINTY	Method *)	Std dev, wind speed [%]	Std dev, AEP [%]	Comment
A. Wind data				
Wind measurement/Wind data				
Long term correction				
Year-to-year variability				
Future climate				
Other wind related				
B. Wind model				
Vertical extrapolation				
Horizontal extrapolation				
Other wind model related				
C. Power conversion				
Power curve uncertainty				
Metering uncertainty				
Other AEP related uncertainties				
D. BIAS, total uncertainty			0,0	
E. LOSS, total uncertainty			0,0	
UNCERTAINTY, total (1y average)			0,0	
UNCERTAINTY, total (20y average)			0,0	

VARIABILITY

Years	Variability (std dev) [%]	Total std dev [%]
1	0,00	0,0
5	0,00	0,0
10	0,00	0,0
20	0,00	0,0

RESULTS

AEP versus exceedance level / time horizon

PXX [%]	1 y [MWh/y]	5 y [MWh/y]	10 y [MWh/y]	20 y [MWh/y]
50	682.309	682.309	682.309	682.309
75	682.309	682.309	682.309	682.309
84	682.309	682.309	682.309	682.309
90	682.309	682.309	682.309	682.309
95	682.309	682.309	682.309	682.309

*) Calculation means that a calculation method available in the windPRO software is used. This still typically involve a user judgement and user data where the quality of those decides the accuracy. If calculation method is used, the values will often be different from turbine to turbine, here the average is shown, but at page "WTG results" the individual turbine results are shown.

**) For totals the std dev refers to the full AEP, otherwise std dev refers to the bias or loss component which is a fraction of the total AEP.

Loss&Uncertainty - WTG results

Calculation: DMOM VKA

Main data for PARK

PARK calculation 3.0.619: DMOM VKA

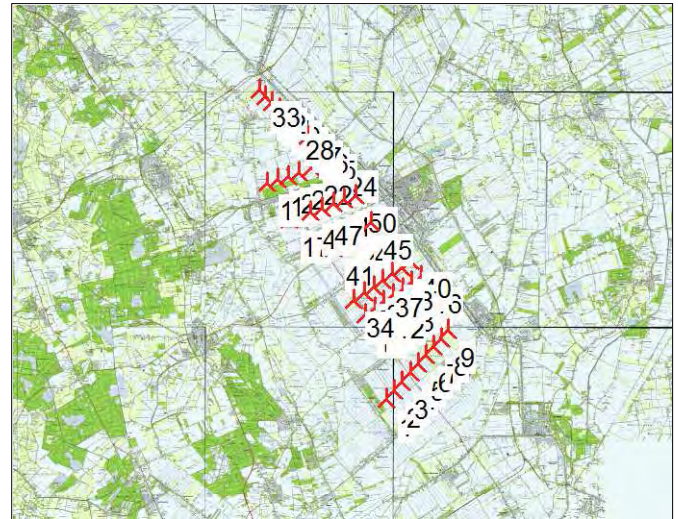
Count 50

Rated power 150,0 MW

Mean wind speed 8,0 m/s at hub height

Sensitivity 1,2 %AEP / %Mean Wind Speed

Expected lifetime 20 Years



Scale: 400.000

Expected AEP per WTG including bias, loss and uncertainty evaluation

Description	Calculated GROSS* [MWh/y]	Bias [%]	Loss [%]	Unc. [%]	20 years averaging		
					P50 [MWh/y]	P84 [MWh/y]	P90 [MWh/y]
Layer: DEE							
1 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2354)	14.838,9	0,0	2,4	0,0	14.476,4	14.476,4	14.476,4
2 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2355)	14.913,8	0,0	4,1	0,0	14.300,9	14.300,9	14.300,9
3 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2356)	14.927,1	0,0	4,7	0,0	14.229,7	14.229,7	14.229,7
4 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2357)	14.927,6	0,0	4,9	0,0	14.199,2	14.199,2	14.199,2
5 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2358)	14.934,7	0,0	5,5	0,0	14.113,7	14.113,7	14.113,7
6 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2359)	14.923,4	0,0	6,2	0,0	14.001,7	14.001,7	14.001,7
7 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2360)	14.926,4	0,0	8,0	0,0	13.733,7	13.733,7	13.733,7
8 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2361)	14.934,4	0,0	9,7	0,0	13.479,4	13.479,4	13.479,4
9 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2362)	14.913,0	0,0	8,5	0,0	13.638,3	13.638,3	13.638,3
10 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2363)	14.856,4	0,0	4,7	0,0	14.151,7	14.151,7	14.151,7
11 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2364)	14.882,2	0,0	7,1	0,0	13.827,6	13.827,6	13.827,6
12 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2365)	14.840,2	0,0	8,0	0,0	13.656,6	13.656,6	13.656,6
13 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2366)	14.840,3	0,0	9,0	0,0	13.502,1	13.502,1	13.502,1
14 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2367)	14.844,0	0,0	8,4	0,0	13.591,1	13.591,1	13.591,1
15 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2368)	14.839,0	0,0	8,5	0,0	13.578,3	13.578,3	13.578,3
16 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2369)	14.854,6	0,0	8,2	0,0	13.637,5	13.637,5	13.637,5
17 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2370)	14.491,5	0,0	4,2	0,0	13.879,0	13.879,0	13.879,0
Layer: OOM							
18 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2371)	14.705,6	0,0	4,8	0,0	13.996,4	13.996,4	13.996,4
19 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2372)	14.700,9	0,0	5,7	0,0	13.867,2	13.867,2	13.867,2
20 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2373)	14.766,7	0,0	7,3	0,0	13.689,0	13.689,0	13.689,0
21 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2374)	14.773,7	0,0	11,3	0,0	13.100,7	13.100,7	13.100,7
22 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2375)	14.728,3	0,0	12,1	0,0	12.944,0	12.944,0	12.944,0
23 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2376)	14.749,0	0,0	10,3	0,0	13.235,9	13.235,9	13.235,9
24 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2377)	14.697,0	0,0	11,0	0,0	13.076,5	13.076,5	13.076,5
25 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2378)	14.841,1	0,0	8,4	0,0	13.591,8	13.591,8	13.591,8
26 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2379)	14.863,7	0,0	11,3	0,0	13.184,1	13.184,1	13.184,1
27 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2380)	14.855,0	0,0	11,0	0,0	13.220,8	13.220,8	13.220,8
28 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2381)	14.867,2	0,0	10,9	0,0	13.253,9	13.253,9	13.253,9
29 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2382)	14.904,4	0,0	10,8	0,0	13.301,1	13.301,1	13.301,1
30 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2383)	14.880,8	0,0	9,5	0,0	13.467,6	13.467,6	13.467,6
31 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2384)	14.925,2	0,0	9,1	0,0	13.565,5	13.565,5	13.565,5
32 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2385)	14.928,7	0,0	9,0	0,0	13.583,9	13.583,9	13.583,9
33 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2386)	14.901,3	0,0	6,8	0,0	13.893,6	13.893,6	13.893,6
Layer: RH							
34 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2387)	14.855,6	0,0	5,2	0,0	14.077,3	14.077,3	14.077,3
35 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2388)	14.873,3	0,0	8,2	0,0	13.657,8	13.657,8	13.657,8
36 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2389)	14.845,1	0,0	10,2	0,0	13.334,5	13.334,5	13.334,5
37 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2390)	14.849,7	0,0	10,1	0,0	13.345,7	13.345,7	13.345,7

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - WTG results

Calculation: DMOM VKA

...continued from previous page

Description	Calculated GROSS*) [MWh/y]	Bias [%]	Loss [%]	20 years averaging			
				Unc. [%]	P50 [MWh/y]	P84 [MWh/y]	P90 [MWh/y]
38 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2391)	14.853,5	0,0	9,7	0,0	13.417,0	13.417,0	13.417,0
39 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2392)	14.826,1	0,0	10,2	0,0	13.314,9	13.314,9	13.314,9
40 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2393)	14.827,5	0,0	10,4	0,0	13.286,3	13.286,3	13.286,3
41 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2394)	14.806,8	0,0	3,4	0,0	14.309,5	14.309,5	14.309,5
42 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2395)	14.782,6	0,0	5,7	0,0	13.938,8	13.938,8	13.938,8
43 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2396)	14.766,4	0,0	6,9	0,0	13.743,4	13.743,4	13.743,4
44 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2397)	14.752,2	0,0	7,8	0,0	13.603,6	13.603,6	13.603,6
45 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2398)	14.709,6	0,0	6,8	0,0	13.706,8	13.706,8	13.706,8
46 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2399)	14.458,7	0,0	6,8	0,0	13.469,4	13.469,4	13.469,4
47 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2400)	14.451,3	0,0	6,1	0,0	13.563,1	13.563,1	13.563,1
48 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2401)	14.415,7	0,0	6,5	0,0	13.473,1	13.473,1	13.473,1
49 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2402)	14.387,6	0,0	6,5	0,0	13.452,7	13.452,7	13.452,7
50 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2403)	14.381,4	0,0	5,2	0,0	13.626,9	13.626,9	13.626,9
PARK	739.619,2	0,0	7,7	0,0	682.309,4	682.309,4	682.309,4

Loss&Uncertainty - Noise

Calculation: DMOM VKA

Noise reduced mode is achieved by less aggressive pitching or reduction of maximum power. In both cases this results in less power production. There might also be situations where the turbine is fully stopped for fulfilling special noise requirements

Assumptions:

WTG(s)	Time		Direction		Wind speed		Calculated power curve	Curtailed power curve
	From	To	From	To	From	To		
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2381)	23:00	07:00	0	360	0	40	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	Level 2 - 2870 kW - 1.225 kg/m ³ - R00

Time series used in calculation

Name:
 From: 1-1-2000 1:00:00
 To: 31-12-2009 23:00:00
 Period: 120 months
 Time step: 60 minutes
 The period used is calibrated to calculate annual loss

Result

Calculated AEP before loss: 739.619,2 MWh/y
 Calculated loss: 120,9 MWh/y
 Calculated AEP after loss: 739.498,4 MWh/y
 Percent loss: 0,02 %

Month/Year	%	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Jan-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2000	33,3	232	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jun-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Aug-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Sep-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Dec-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jan-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2001	33,3	224	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jun-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Aug-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Sep-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Dec-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jan-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2002	33,3	224	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jun-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jul-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Aug-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Sep-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Oct-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Nov-2002	33,2	239	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	
Dec-2002	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Jan-2003	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Feb-2003	33,2	223	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mar-2003	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Apr-2003	33,2	239	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
May-2003	33,1	246	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	7	8	8	8	
Jun-2003	33,1	238	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - Noise

Calculation: DMOM VKA

...continued from previous page

Month/Year	%	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Jan-2009	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Feb-2009	33,2	223	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Mar-2009	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Apr-2009	32,9	237	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	
May-2009	33,1	246	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8
Jun-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Jul-2009	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8
Aug-2009	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Sep-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Oct-2009	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Nov-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Dec-2009	32,2	239	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Total	33,2	29127																															

The table shows the number of time steps with curtailment for each day, these days are light grey.
 The dark greyed fields show days with missing data, the missing time steps are not included in calculation.
 For some types of calculations not all turbines might be curtailed, the table show a value if just one of the turbines is curtailed.
 The total percentage might not be equivalent to calculated loss percent due to weighting with concurrent wind data in the loss calculation.

Loss&Uncertainty - Flicker

Calculation: DMOM VKA

Calculated losses due to shadow (flicker) loss.

Used SHADOW calculation: 3.0.619: Copy of VKA, woningen binnen 6 uur

Assumptions:

Advanced stop (light sensors etc. included). Reduced to: 84 % AEP reduction relative to worst case.

WTG	Calculated AEP GROSS [MWh]	Loss [MWh]	Percent of AEP [%]
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2354)	14.838,9	90,5	0,61
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2355)	14.913,8	20,0	0,13
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2356)	14.927,1	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2357)	14.927,6	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2358)	14.934,7	8,2	0,06
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2359)	14.923,4	88,2	0,59
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2360)	14.926,4	382,5	2,56
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2361)	14.934,4	658,7	4,41
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2362)	14.913,0	595,5	3,99
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2363)	14.856,4	131,5	0,88
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2364)	14.882,2	149,8	1,01
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2365)	14.840,2	134,4	0,91
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2366)	14.840,3	222,4	1,50
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2367)	14.844,0	112,7	0,76
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2368)	14.839,0	179,3	1,21
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2369)	14.854,6	341,5	2,30
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2370)	14.491,5	269,7	1,86
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2371)	14.705,6	255,6	1,74
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2372)	14.700,9	106,2	0,72
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2373)	14.766,7	261,5	1,77
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2374)	14.773,7	843,9	5,71
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2375)	14.728,3	982,1	6,67
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2376)	14.749,0	748,5	5,08
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2377)	14.697,0	953,7	6,49
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2378)	14.841,1	508,6	3,43
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2379)	14.863,7	901,9	6,07
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2380)	14.855,0	870,6	5,86
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2381)	14.867,2	777,2	5,23
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2382)	14.904,4	919,6	6,17
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2383)	14.880,8	758,8	5,10
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2384)	14.925,2	737,0	4,94
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2385)	14.928,7	780,1	5,23
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2386)	14.901,3	617,8	4,15
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2387)	14.855,6	181,2	1,22
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2388)	14.873,3	239,6	1,61
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2389)	14.845,1	336,3	2,27
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2390)	14.849,7	234,5	1,58
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2391)	14.853,5	169,0	1,14
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2392)	14.826,1	298,9	2,02
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2393)	14.827,5	557,5	3,76
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2394)	14.806,8	21,0	0,14
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2395)	14.782,6	72,9	0,49
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2396)	14.766,4	95,9	0,65
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2397)	14.752,2	207,2	1,40
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2398)	14.709,6	205,3	1,40
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2399)	14.458,7	381,2	2,64
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2400)	14.451,3	69,0	0,48
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2401)	14.415,7	49,8	0,35
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2402)	14.387,6	35,1	0,24
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (2403)	14.381,4	0,0	0,00
TOTAL	739.619,2	17.562,2	2,37

PARK - Main Result

Calculation: DMOM VKA, Servion 3.0M122

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings

Air density calculation mode	Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude	1,232 kg/m ³ to 1,233 kg/m ³
Air density relative to standard	100,6 % to 100,7 %
Hub altitude above sea level (asl)	138,4 m to 146,6 m
Annual mean temperature at hub alt.	8,3 °C to 8,3 °C
Pressure at WTGs	995,4 hPa to 996,4 hPa

Wake Model Parameters

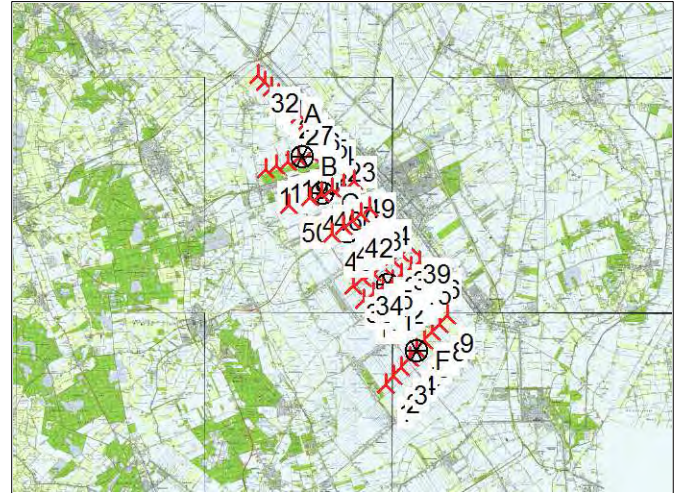
From angle	To angle	Terrain type	Wake decay constant
[°]	[°]		
-180,0	180,0	Very open farmland	0,063

Displacement heights from objects

Wake calculation settings

Angle [°]	Wind speed [m/s]
start end step start end step	
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0	

WAsP version WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100



New WTG

Site Data

Scale 1:400.000

Key results for height 100,0 m above ground level

Terrain Netherlands RD Amersfoort

X(East) Y(North) Name of wind distribution

Wind energy Mean wind speed Equivalent roughness

					[kWh/m ²]	[m/s]	
A	254.287	561.083	OOS midden	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.499	7,3	2,1
B	255.187	558.262	OOS zuid	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.364	7,3	2,2
C	256.228	556.301	OOS zuid 2	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.088	7,1	2,2
D	257.588	554.261	RH	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.372	7,2	2,2
E	259.709	551.499	RH - DEE	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.407	7,3	2,1
F	261.230	547.958	DEE	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.443	7,3	2,1

Calculated Annual Energy for Wind Farm

Specific results

WTG combination	Result	GROSS (no loss)	Park efficiency	Capacity factor	Mean WTG result	Full load hours	Mean wind speed @hub height
	[MWh/y]	[MWh/y]	[%]	[%]	[MWh/y]	[Hours/year]	[m/s]
Wind farm	650.073,1	684.492,7	95,0	49,4	13.001,5	4.334	8,0

*) Based on wake reduced results, but no other losses included

Calculated Annual Energy for each of 50 new WTGs with total 150,0 MW rated power

WTG type		Power curve				Annual Energy Park							
Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Creator	Name	Result	Efficiency	Capacity factor	Mean wind speed
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[%]	[%]	[m/s]
1	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.512,1	98,39	51,4	7,96
2	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.309,5	96,32	50,6	8,00
3	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.234,8	95,68	50,3	8,01
4	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.215,2	95,52	50,3	8,01
5	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.140,2	94,98	50,0	8,01
6	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.116,1	94,82	49,9	8,01
7	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.127,0	94,88	49,9	8,02
8	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.128,2	94,85	49,9	8,02
9	F	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.218,2	95,62	50,3	8,01
10	E	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.283,4	96,50	50,5	7,99
11	E	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.016,2	94,36	49,5	8,00
12	E	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.843,8	93,43	48,8	7,98
13	E	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.777,7	92,96	48,6	7,98
14	E	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.766,6	92,85	48,5	7,99
15	E	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.805,3	93,18	48,7	7,98
16	E	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.990,9	94,40	49,4	8,00
17	B	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	13.218,8	97,20	50,3	7,92
18	B	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.972,9	95,44	49,3	7,91
19	B	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.962,2	94,86	49,3	7,94
20	B	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.926,5	94,55	49,2	7,95
21	B	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.895,6	94,66	49,0	7,93
22	B	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.969,3	94,99	49,3	7,95
23	B	Yes	SENVION 3.0M122-3.000	3.000	122,0	139,0	0,0	EMD	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	12.994,9	95,55	49,4	7,93

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - Main result

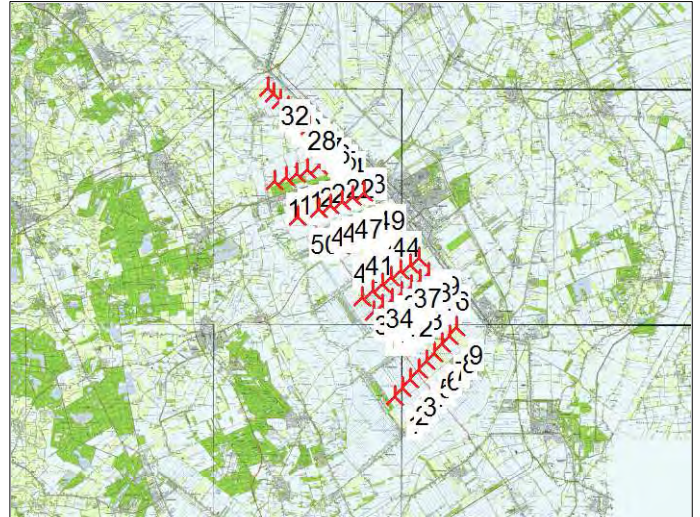
Calculation: DMOM VKA Senvion 3.0M122

Main data for PARK

PARK calculation 3.0.619: DMOM VKA, Senvion 3.0M122
 Count 50
 Rated power 150,0 MW
 Mean wind speed 8,0 m/s at hub height
 Sensitivity 1,4 %AEP / %Mean Wind Speed
 Expected lifetime 20 Years

RESULTS

		P50	P84	P90
NET AEP	[GWh/y]	636,1	636,1	636,1
Capacity factor	[%]	48,4	48,4	48,4
Full load hours	[h/y]	4.240	4.240	4.240

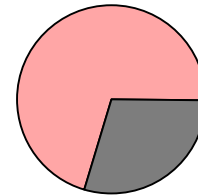


Scale: 400.000

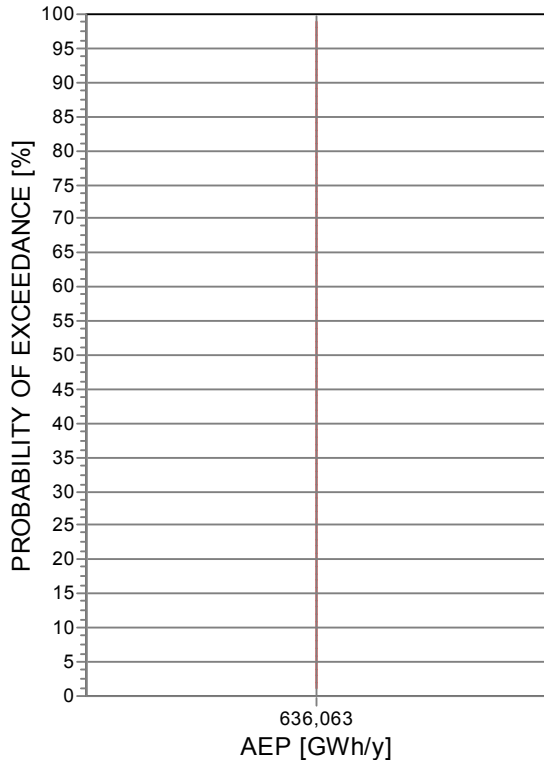
Result details

	P50	Uncertainty
GROSS AEP *)	684,5 GWh/y	0,0 %
Bias correction	0,0 GWh/y	0,0 %
Loss correction	-48,4 GWh/y	-7,1 %
Wake loss		-5,0 %
Other losses		-2,2 %
NET AEP	636,1 GWh/y	0,0 %

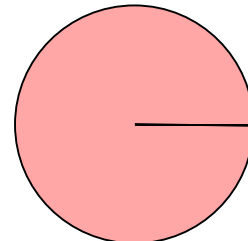
Loss: 7,1 %



1. Wake effects	5,0 %
2. Availability	0,0 %
3. Turbine performance	0,0 %
4. Electrical	0,0 %
5. Environmental	0,0 %
6. Curtailment	2,2 %
7. Other	0,0 %



Uncertainty: 0,0 %



A. Wind data	0,0 %
B. Wind model	0,0 %
C. Power conversion	0,0 %
D. BIAS	0,0 %
E. LOSS	0,0 %

*) Calculated Annual Energy Production before any bias or loss corrections
 Assumptions: Uncertainty and percentiles (PXX values) are calculated for the expected lifetime

Loss&Uncertainty - Assumptions and results

Calculation: DMOM VKA Senvion 3.0M122

ASSUMPTIONS

LOSS	Method *)	Loss [%]	Loss [GWh/y]	Std dev**) [%]	Comment
1. Wake effects					
Wake effects, all WTGs	Calculation	5,0	34,4	0,0	
2. Availability					No input
3. Turbine performance					No input
4. Electrical					No input
5. Environmental					No input
6. Curtailment					
Noise	Calculation	0,0	0,2	0,0	
Flicker	Calculation	2,1	14,5	0,0	
7. Other					No input
LOSS, total		7,1	48,4	0,0	

UNCERTAINTY

	Method *)	Std dev, wind speed [%]	Std dev, AEP [%]	Comment
A. Wind data				
Wind measurement/Wind data				
Long term correction				
Year-to-year variability				
Future climate				
Other wind related				
B. Wind model				
Vertical extrapolation				
Horizontal extrapolation				
Other wind model related				
C. Power conversion				
Power curve uncertainty				
Metering uncertainty				
Other AEP related uncertainties				
D. BIAS, total uncertainty			0,0	
E. LOSS, total uncertainty			0,0	
UNCERTAINTY, total (1y average)			0,0	
UNCERTAINTY, total (20y average)			0,0	

VARIABILITY

Years	Variability (std dev) [%]	Total std dev [%]
1	0,00	0,0
5	0,00	0,0
10	0,00	0,0
20	0,00	0,0

RESULTS

AEP versus exceedance level / time horizon

PXX [%]	1 y [MWh/y]	5 y [MWh/y]	10 y [MWh/y]	20 y [MWh/y]
50	636.063	636.063	636.063	636.063
75	636.063	636.063	636.063	636.063
84	636.063	636.063	636.063	636.063
90	636.063	636.063	636.063	636.063
95	636.063	636.063	636.063	636.063

*) Calculation means that a calculation method available in the windPRO software is used. This still typically involve a user judgement and user data where the quality of those decides the accuracy. If calculation method is used, the values will often be different from turbine to turbine, here the average is shown, but at page "WTG results" the individual turbine results are shown.

**) For totals the std dev refers to the full AEP, otherwise std dev refers to the bias or loss component which is a fraction of the total AEP.

Loss&Uncertainty - WTG results

Calculation: DMOM VKA Senvion 3.0M122

Main data for PARK

PARK calculation 3.0.619: DMOM VKA, Senvion 3.0M122

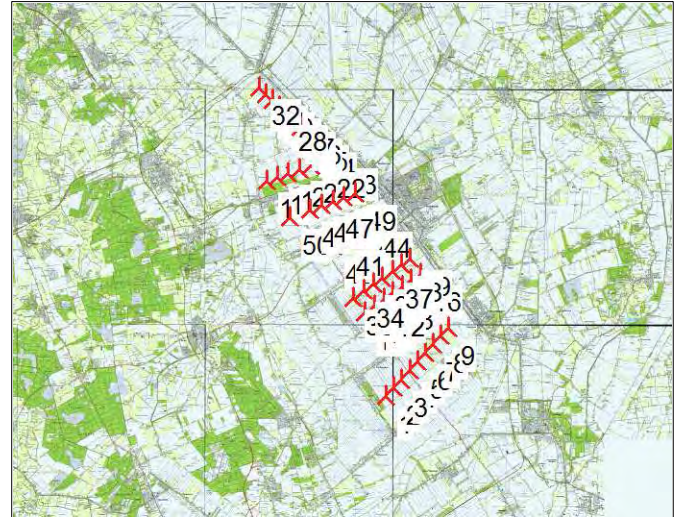
Count 50

Rated power 150,0 MW

Mean wind speed 8,0 m/s at hub height

Sensitivity 1,4 %AEP / %Mean Wind Speed

Expected lifetime 20 Years



Scale: 400.000

Expected AEP per WTG including bias, loss and uncertainty evaluation

Description	User label	Calculated GROSS* [MWh/y]	Bias [%]	Loss [%]	Unc. [%]	20 years averaging		
						P50 [MWh/y]	P84 [MWh/y]	P90 [MWh/y]
1 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2858)	1	13.733,6	0,0	2,1	0,0	13.439,5	13.439,5	13.439,5
2 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2859)	2	13.817,9	0,0	3,8	0,0	13.296,3	13.296,3	13.296,3
3 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2860)	3	13.831,8	0,0	4,3	0,0	13.234,8	13.234,8	13.234,8
4 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2861)	4	13.834,3	0,0	4,5	0,0	13.215,2	13.215,2	13.215,2
5 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2862)	5	13.835,2	0,0	5,0	0,0	13.139,8	13.139,8	13.139,8
6 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2863)	6	13.832,1	0,0	5,6	0,0	13.061,7	13.061,7	13.061,7
7 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2864)	7	13.835,2	0,0	7,3	0,0	12.830,7	12.830,7	12.830,7
8 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2865)	8	13.840,3	0,0	8,9	0,0	12.611,2	12.611,2	12.611,2
9 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2866)	9	13.823,4	0,0	7,9	0,0	12.729,2	12.729,2	12.729,2
10 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2867)	10	13.764,6	0,0	4,2	0,0	13.181,0	13.181,0	13.181,0
11 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2868)	11	13.794,7	0,0	6,5	0,0	12.904,4	12.904,4	12.904,4
12 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2869)	12	13.746,7	0,0	7,3	0,0	12.743,4	12.743,4	12.743,4
13 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2870)	13	13.745,0	0,0	8,3	0,0	12.604,2	12.604,2	12.604,2
14 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2871)	14	13.749,8	0,0	7,7	0,0	12.687,6	12.687,6	12.687,6
15 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2872)	15	13.743,0	0,0	7,5	0,0	12.711,2	12.711,2	12.711,2
16 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2873)	16	13.760,9	0,0	7,6	0,0	12.721,7	12.721,7	12.721,7
17 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2874)	17	13.599,3	0,0	4,3	0,0	13.014,8	13.014,8	13.014,8
18 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2875)	18	13.592,6	0,0	5,1	0,0	12.895,2	12.895,2	12.895,2
19 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2876)	19	13.664,2	0,0	6,7	0,0	12.751,4	12.751,4	12.751,4
20 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2877)	20	13.671,2	0,0	10,4	0,0	12.255,0	12.255,0	12.255,0
21 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2878)	21	13.623,2	0,0	11,1	0,0	12.109,7	12.109,7	12.109,7
22 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2879)	22	13.653,3	0,0	9,4	0,0	12.368,5	12.368,5	12.368,5
23 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2880)	23	13.600,2	0,0	10,3	0,0	12.205,3	12.205,3	12.205,3
24 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2881)	24	13.751,3	0,0	7,6	0,0	12.711,8	12.711,8	12.711,8
25 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2882)	25	13.771,6	0,0	10,2	0,0	12.362,4	12.362,4	12.362,4
26 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2883)	26	13.760,7	0,0	9,9	0,0	12.393,3	12.393,3	12.393,3
27 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2884)	27	13.771,7	0,0	10,5	0,0	12.319,6	12.319,6	12.319,6
28 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2885)	28	13.817,7	0,0	9,7	0,0	12.472,7	12.472,7	12.472,7
29 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2886)	29	13.796,6	0,0	8,6	0,0	12.613,8	12.613,8	12.613,8
30 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2887)	30	13.842,1	0,0	8,2	0,0	12.702,9	12.702,9	12.702,9
31 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2888)	31	13.845,8	0,0	8,2	0,0	12.714,5	12.714,5	12.714,5
32 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2889)	32	13.816,3	0,0	6,2	0,0	12.961,7	12.961,7	12.961,7
33 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2890)	33	13.764,6	0,0	4,6	0,0	13.125,1	13.125,1	13.125,1
34 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2891)	34	13.782,2	0,0	7,4	0,0	12.759,7	12.759,7	12.759,7
35 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2892)	35	13.751,6	0,0	9,3	0,0	12.475,9	12.475,9	12.475,9
36 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2893)	36	13.755,8	0,0	9,3	0,0	12.475,3	12.475,3	12.475,3
37 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2894)	37	13.761,3	0,0	8,8	0,0	12.551,5	12.551,5	12.551,5
38 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2895)	38	13.730,0	0,0	9,3	0,0	12.458,1	12.458,1	12.458,1
39 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2896)	39	13.737,5	0,0	9,6	0,0	12.416,8	12.416,8	12.416,8
40 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2897)	40	13.711,6	0,0	3,0	0,0	13.301,7	13.301,7	13.301,7
41 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2898)	41	13.684,6	0,0	5,2	0,0	12.971,9	12.971,9	12.971,9

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - WTG results**Calculation:** DMOM VKA Senvion 3.0M122

...continued from previous page

Description	User label	Calculated GROSS*) [MWh/y]	Bias [%]	Loss [%]	20 years averaging			
					Unc. [%]	P50 [MWh/y]	P84 [MWh/y]	P90 [MWh/y]
42 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2899)	42	13.663,9	0,0	6,4	0,0	12.792,3	12.792,3	12.792,3
43 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2900)	43	13.638,6	0,0	7,2	0,0	12.655,7	12.655,7	12.655,7
44 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2901)	44	13.596,2	0,0	6,3	0,0	12.734,4	12.734,4	12.734,4
45 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2902)	45	13.308,4	0,0	6,2	0,0	12.487,5	12.487,5	12.487,5
46 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2903)	46	13.295,5	0,0	5,6	0,0	12.555,2	12.555,2	12.555,2
47 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2904)	47	13.257,6	0,0	5,9	0,0	12.469,9	12.469,9	12.469,9
48 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2905)	48	13.225,8	0,0	6,0	0,0	12.433,3	12.433,3	12.433,3
49 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2906)	49	13.221,2	0,0	4,9	0,0	12.578,1	12.578,1	12.578,1
50 SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2907)	50	13.340,1	0,0	3,8	0,0	12.839,1	12.839,1	12.839,1
PARK		684.492,7	0,0	7,1	0,0	636.063,0	636.063,0	636.063,0

Loss&Uncertainty - Noise

Calculation: DMOM VKA Senvion 3.0M122

Noise reduced mode is achieved by less aggressive pitching or reduction of maximum power. In both cases this results in less power production. There might also be situations where the turbine is fully stopped for fulfilling special noise requirements

Assumptions:

WTG(s)	Time		Direction		Wind speed		Calculated power curve	Curtailed power curve
	From	To	From [°]	To [°]	From [m/s]	To [m/s]		
SENVION 3.0M122 3000 122.0 IO! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2884)	23:00	07:00	0	360	0	40	Level 0 - Calculated - Before trafo - open mode - 01-2014	Level 1 - Guaranteed - After trafo, Sound Mgmt. 103 dBA - 10-2013

Time series used in calculation

Name:
 From: 1-1-2000 1:00:00
 To: 31-12-2009 23:00:00
 Period: 120 months
 Time step: 60 minutes
 The period used is calibrated to calculate annual loss

Result

Calculated AEP before loss: 684.492,7 MWh/y
 Calculated loss: 231,6 MWh/y
 Calculated AEP after loss: 684.261,1 MWh/y
 Percent loss: 0,03 %

Month/Year	%	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Jan-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Feb-2000	33,3	232	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Mar-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Apr-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
May-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Jun-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Jul-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Aug-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Sep-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Oct-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Nov-2000	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Dec-2000	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Jan-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Feb-2001	33,3	224	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Mar-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Apr-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
May-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Jun-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Jul-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Aug-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Sep-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Oct-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Nov-2001	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Dec-2001	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Jan-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Feb-2002	33,3	224	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Mar-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Apr-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
May-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Jun-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Jul-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Aug-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Sep-2002	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Oct-2002	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Nov-2002	33,2	239	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8
Dec-2002	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Jan-2003	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Feb-2003	33,2	223	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Mar-2003	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Apr-2003	33,2	239	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
May-2003	33,1	246	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	7	8	8	8	
Jun-2003	33,1	238	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	
Jul-2003	32,9	245	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - Noise

Calculation: DMOM VKA Senvion 3.0M122

...continued from previous page

Month/Year	%	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Feb-2009	33,2	223	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Mar-2009	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Apr-2009	32,9	237	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7
May-2009	33,1	246	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8
Jun-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Jul-2009	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8
Aug-2009	33,2	247	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Sep-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Oct-2009	33,3	248	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Nov-2009	33,3	240	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Dec-2009	32,2	239	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Total	33,2	29127																															

The table shows the number of time steps with curtailment for each day, these days are light grey.
 The dark greyed fields show days with missing data, the missing time steps are not included in calculation.
 For some types of calculations not all turbines might be curtailed, the table show a value if just one of the turbines is curtailed.
 The total percentage might not be equivalent to calculated loss percent due to weighting with concurrent wind data in the loss calculation.

Loss&Uncertainty - Flicker

Calculation: DMOM VKA Senvion 3.0M122

Calculated losses due to shadow (flicker) loss.

Used SHADOW calculation: 3.0.619: Copy of VKA Senvion 3.0M122 as 139m - woningen binnen 6 uur

Assumptions:

Advanced stop (light sensors etc. included). Reduced to: 84 % AEP reduction relative to worst case.

WTG	Calculated AEP GROSS [MWh]	Loss [MWh]	Percent of AEP [%]
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2858)	13.733,6	73,8	0,54
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2859)	13.817,9	13,7	0,10
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2860)	13.831,8	0,0	0,00
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2861)	13.834,3	0,0	0,00
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2862)	13.835,2	0,3	0,00
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2863)	13.832,1	57,4	0,41
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2864)	13.835,2	312,4	2,26
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2865)	13.840,3	545,0	3,94
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2866)	13.823,4	511,3	3,70
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2867)	13.764,6	106,1	0,77
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2868)	13.794,7	118,5	0,86
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2869)	13.746,7	107,5	0,78
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2870)	13.745,0	186,7	1,36
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2871)	13.749,8	85,1	0,62
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2872)	13.743,0	101,0	0,73
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2873)	13.760,9	285,2	2,07
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2874)	13.599,3	209,9	1,54
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2875)	13.592,6	81,3	0,60
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2876)	13.664,2	222,3	1,63
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2877)	13.671,2	710,1	5,19
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2878)	13.623,2	830,3	6,09
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2879)	13.653,3	632,4	4,63
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2880)	13.600,2	826,4	6,08
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2881)	13.751,3	407,8	2,97
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2882)	13.771,6	747,2	5,43
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2883)	13.760,7	720,5	5,24
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2884)	13.771,7	628,1	4,56
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2885)	13.817,7	769,0	5,57
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2886)	13.796,6	630,9	4,57
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2887)	13.842,1	612,1	4,42
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2888)	13.845,8	656,5	4,74
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2889)	13.816,3	537,8	3,89
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2890)	13.764,6	144,8	1,05
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2891)	13.782,2	197,3	1,43
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2892)	13.751,6	277,1	2,02
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2893)	13.755,8	198,0	1,44
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2894)	13.761,3	126,5	0,92
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2895)	13.730,0	231,5	1,69
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2896)	13.737,5	475,1	3,46
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2897)	13.711,6	16,8	0,12
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2898)	13.684,6	61,5	0,45
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2899)	13.663,9	80,2	0,59
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2900)	13.638,6	173,4	1,27
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2901)	13.596,2	172,9	1,27
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2902)	13.308,4	315,9	2,37
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2903)	13.295,5	47,9	0,36
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2904)	13.257,6	30,8	0,23
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2905)	13.225,8	28,7	0,22
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2906)	13.221,2	0,0	0,00
SENVION 3.0M122 3000 122.0 !O! hub: 139,0 m (TOT: 200,0 m) (2907)	13.340,1	220,2	1,65
TOTAL	684.492,7	14.525,2	2,12

BIJLAGE 16






**Ministry of
Economic Affairs**

**Drentse Monden
Wind
Development**

LOFAR Technical Impact Assessment

April, 2015



THIS PAGE IS INTENTIONALLY LEFT BLANK

ADMINISTRATION PAGE

Job Reference:	6439A-D
Date:	January, 2012 to April, 2015
Prepared for:	Ministry of Economic Affairs
Author:	Kai Frolic
Telephone:	+44 1787 319 001
Email:	kai@pagerpower.co.uk

Supervisor:	Mike Watson
Date:	January, 2012 to April, 2015
Telephone:	+44 1787 319 001
Email:	mike@pagerpower.co.uk

*Confidential: The contents of this document may not be disclosed to others without permission.
Copyright © Pager Power Limited 2012-2015*

*Pager Power Limited, New Mill, Bakers Court, Gt Cornard, Sudbury, Suffolk CO10 0GG
T:01787 319001 F:01787 319007 E:info@pagerpower.co.uk W:www.pagerpower.co.uk*

THIS PAGE IS INTENTIONALLY LEFT BLANK

EXECUTIVE SUMMARY

Purpose

This report details Pager Power's initial findings regarding the potential impact of the Drentse Monden wind development on LOFAR. Three distinct objectives have formed the focus of the study:

- 1) Modelling the impact on the RF environment caused by the turbines;
- 2) Establishment of the implications of any impact on the function of LOFAR, to the extent that this is possible; and
- 3) To identify potential mitigation solutions if required.

This report is intended as an initial assessment of the effects caused by the wind farm with regard to LOFAR and are intended to support further discussions with ASTRON.

Guidance

The assessment methodologies employed within this report are based primarily on the documents listed below. A full bibliography is appended to this report.

- International Telecommunications Union (ITU) recommendations with regard to assessment of impacts on radio systems;
- EN 61000-6-4 (2001)¹ emissions guidelines;
- Best practice based on Pager Power's experience of wind developments and input from stakeholders such as the Joint Radio Company (JRC) in the United Kingdom has been observed.

Technical Impacts

- The Drentse Monden wind turbines as obstructions will reduce the minimum horizon of the LOFAR antennae. The elevation angle to the turbine tip ranges from approximately 1° to 5° for most turbines, with a maximum value of approximately 14°. Currently the horizon is close to 0° in the direction of the turbines.
- A sample calculation has been undertaken to establish the loss in field strength due to the turbine tower as an obstruction for a radio source at 120 MHz. This has indicated an average value of 3.5 dB. This will result in a slight weakening of signals from directly beyond the turbines.
- Sample reflection calculations to quantify the potential increase in existing noise sources have indicated Carrier to Interference Ratio (CIR) of 22.6 dB. In this context, the carrier signal is the existing noise source and the interference signal is the reflection of this noise from the turbines. The increase in existing noise sources will be of the order of 0.6%.
- Analysis of a turbine manufacturer's EMC report suggests the emissions from the turbines will affect the RF environment in the area. Calculations of extrapolated field values have been performed based on the results of an EMC report for a particular wind turbine type. The calculations show values of up to 25 dB μ V/m for the antenna nearest the turbines. Background noise levels shown in the EMC test report show values from 10 to 40 dB μ V/m

¹ More recent editions of this document are now available. However, this was the document referenced in the EMC study, and the data that has been taken from the EMC test for this report relates only to the emissions from the turbine, not the actual guidance on safe levels.

for most of the spectrum from 30 MHz to 1 GHz with spikes of up to 75 dB μ V/m at specific frequencies.

- Analysis of an alternative wind turbine manufacturer's EMC report suggests the turbines may not produce a noticeable change in the radio environment. The trials that have been carried out do not contain a reference measurement in which all turbine components are de-energised. Further trials may be required.
- There are a number of potential mitigation options which could be applied if a potential impact with regard to turbine emissions is identified. These should be discussed further with ASTRON. These are:
 - Filtering unwanted noise in the same way that current noise is dealt with;
 - Defining exclusion zones based on quantified parameters;
 - Modified turbine design – increased shielding of the converter to reduce electrical emissions;
 - Provision of additional LOFAR antennae;
 - Improvement of LOFAR processing algorithms;
 - Construction of RF shielding around the antennae nearest the wind farm to block emissions from the turbines at low elevation angles.

Initial Findings

The impact of the turbines on the horizon may not be significant, as the minimum horizon required by ASTRON for astronomy purposes is not known. This is to be discussed, and will have a bearing on the relevance of any shielding losses caused by the turbines as physical obstructions. It is understood based on correspondence between Pager Power and ASTRON that the minimum elevation angle required for astronomy may be 22. Clarification should be sought on this matter.

Pager Power considers it unlikely that reflection of existing noise sources will be of material concern.

The field strength of the turbine emissions, based on the first EMC report, is likely to make them detectable to LOFAR. The second wind turbine EMC report has also been examined, with emissions from this turbine type appearing to be extremely low. This turbine type may therefore be more favourable. The emissions issue may cause unacceptable interference and require technical mitigation, but this could be influenced by the type of turbine that is selected.

Recommendations

This report's findings will be discussed with ASTRON. Many of the calculations undertaken within this report have been for a small number of antennae and turbines. The calculations have considered the turbines which are closest to the LOFAR antennae for line of sight analysis and reflection analysis in order to give a worst case scenario and highlight the potential issues. If remaining areas of concern are identified, it is recommended that a methodology for further assessment be agreed and undertaken. This may be based on the calculation methodology employed within this report and may also incorporate other considerations.

2015 Wind Farm Layout

This report has been updated to reflect the latest 2015 wind turbine layout. This layout will result in a reduction of any impacts because the turbines are further from LOFAR and because there are fewer turbines.

The findings regarding general levels of impact and mitigation options remain valid.

THIS PAGE IS INTENTIONALLY LEFT BLANK

LIST OF CONTENTS

Administration Page	3
Executive Summary	5
Purpose	5
Guidance	5
Technical Impacts	5
Initial Findings	6
Recommendations	6
2015 Wind Farm Layout	6
List of Contents	8
List of Figures	11
List of Tables	11
1 Background	12
1.1 Introduction	12
1.2 Objectives of the Study	12
1.3 Co-ordinate Systems	12
1.4 Notation	12
1.5 2015 Layout	12
2 Drentse Monden Wind Development	13
2.1 Proposed Site	13
2.2 Turbine Layout	13
2.3 LOFAR Antennae	15
2.4 Assumption – Antenna Pattern	16
3 Radio Interference Mechanisms	17
3.1 Overview – Radio Interference Mechanisms	17
3.2 Reciprocity Theorem	17
3.3 Shadowing	17
3.4 Reflections	17
3.5 Atmospheric effects	17
3.6 Emissions	17
4 LOFAR Interference Issues	18
4.1 Overview – LOFAR Interference Issues	18
4.2 Unknown Radio Sources	18

	4.3 Sensitivity	18
	4.4 Approach	18
5	Analysis – Line of Sight	19
	5.1 Overview – Line of Sight	19
	5.2 Assumptions – Line of Sight	19
	5.3 Analysis – Line of Sight	19
	5.4 Remarks – Line of Sight Analysis	21
	5.5 Polar Coverage Assessment	21
	5.6 Required Horizon	24
	5.7 Signal Attenuation – Overview	24
	5.8 Attenuation Calculation	24
	5.9 Blocking of Existing Noise Sources	25
	5.10 Initial Findings – Line of Sight Analysis	25
	5.11 Recommendations – Line of Sight Analysis	25
6	Analysis – Reflection of Existing Noise Sources	26
	6.1 Overview – Reflection Issues	26
	6.2 Assumptions – Reflection of Existing Noise Sources	26
	6.3 Carrier to Interference Ratio (CIR)	26
	6.4 Establishment of Radar Cross Section	27
	6.5 Calculations – Reflection Issues	28
	6.6 Reflection of Wanted Radio Signals	28
	6.7 Initial Findings – Reflection Issues	29
	6.8 Recommendations – Reflection Issues	29
7	Analysis – Radio Emissions from Turbines	30
	7.1 Overview – Radio Emissions from Turbines	30
	7.2 Turbine Emissions – Turbine Manufacturer #1	30
	7.3 Assumptions – Radio Emissions from Turbines – Turbine Manufacturer #1	30
	7.4 Calculation Process – Radio Emissions from Turbines – Turbine Manufacturer #1	31
	7.5 Results – Radio Emissions from Turbines – Turbine Manufacturer #1	31
	7.6 Initial Findings – Turbine Emissions – Turbine Manufacturer #1	31
	7.7 Recommendations – Turbine Emissions – Turbine Manufacturer #1	32
	7.8 Turbine Emissions – Turbine Manufacturer #2	32
	7.9 Understanding the Turbine Manufacturer #2 EMC Report	32
	7.10 Interpreting the Turbine Manufacturer #2 EMC Report	32
	7.11 Recommendations – Turbine Emissions – Turbine Manufacturer #2	33

	7.12 Emissions from Cables and Grid Connection	33
8	Technical Mitigation Measures	34
	8.1 Overview – Mitigation Measures.....	34
	8.2 Mitigation Option 1 – Filtering Unwanted Noise.....	34
	8.3 Mitigation Option 2 – Exclusion Zones	34
	8.4 Mitigation Option 3 – Modified Turbine Design.....	34
	8.5 Mitigation Option 4 – Provision of Additional Antennae.....	34
	8.6 Mitigation Option 5 – Improve Processing Algorithms.....	35
	8.7 Mitigation Option 6 – Construct RF Shield around Antennae.....	35
	8.8 Other Considerations – Mitigation	35
	8.9 Initial Findings – Mitigation Options	35
9	Initial Findings	36
	Technical Impacts.....	36
	9.1 Pager Power’s Initial Findings.....	37
10	Wind Farm Layout 2015	38
	10.1 Background.....	38
	10.2 2015 Wind Farm Layout.....	38
	10.3 Impact Assessment.....	41

LIST OF FIGURES

Figure 1 – Drentse Monden Wind Turbines	14
Figure 2 – LOFAR Antennae	15
Figure 3 – Drentse Monden Wind Turbines and Nearest LOFAR Antennae	16
Figure 4 - Drentse Monden Wind Turbines and Assessed Antennae	19
Figure 5 – Polar Coverage Diagram for CS002-CLBA.....	22
Figure 6 – Illustration of change in visible horizon (not to scale).....	23
Figure 7 2015 Wind Turbine Layout	40

LIST OF TABLES

Table 1 Provisional turbine layout – Drentse Monden	14
Table 2 Line of Sight Results	21
Table 3 Example Shadowing Calculation	25
Table 4 Hoogersmilde Mast Data for Calculation	26
Table 5 Typical RCS Values	27
Table 6 Wind Turbine RCS Values.....	27
Table 7 CIR Calculations for Hoogersmilde Transmitter at SC002-CLBA.....	28
Table 8 CIR Calculations for Hoogersmilde Transmitter at SC002-CLBA.....	28
Table 9 Turbine Field Strength Emissions.....	31
Table 10 2015 Wind Farm Layout – Drentse Monden	39

1 BACKGROUND

1.1 Introduction

Concerns were raised by the Dutch institute for radio astronomy, ASTRON, with regard to the potential effects of the proposed Drentse Monden wind farm on the Low Frequency Array (LOFAR). The situation is unique insofar as the impacts of a large scale wind farms on an array such as LOFAR are not entirely known.

This assessment was undertaken in 2012 for a worst-case wind turbine layout. The current wind turbine layout (2015) has been designed so that the turbines are further from the LOFAR array. This means that the impact of the 2015 wind farm layout will be smaller than the impact of the wind farm layout assessed in this report.

1.2 Objectives of the Study

The objectives of this study are threefold:

- 1) To model the impact on the RF environment caused by the turbines;
- 2) To establish the implications of any impact on the function of LOFAR; and
- 3) To identify potential mitigation solutions if required.

The first objective comes down to accurate modelling of the interaction of electromagnetic radiation with large wind turbines, as well as modelling the emissions from the turbine itself. These concepts are well understood, as they form the basis of analysis surrounding the interaction of large scale wind developments with other infrastructure such as radar and radio broadcast systems.

It is acknowledged that the second objective is unlikely to be achieved definitively. One of the functions of LOFAR is to detect and analyse signals from space in ways which have not been achievable up to now. There are many processing steps between collection of the raw data by the antennae, which is where any impact from the turbines will be material, and the production of images and other results. The level of impact cannot be quantified exactly.

However, the changes to the RF environment can be considered in conjunction with known parameters of the LOFAR receiving equipment, such as detection thresholds. Furthermore, processes which are in place for mitigating other sources of noise are in place. The applicability of these processes can be assessed. It is therefore Pager Power's view that meaningful conclusions may be drawn from this study, despite the inherent uncertainties associated with the situation.

1.3 Co-ordinate Systems

Unless stated otherwise, all co-ordinates within this report are in Universal Transverse Mercator Zone 32N Eastings and Northings, World Geodetic System 1984 (WGS 84) datum.

1.4 Notation

Throughout this report, the point symbol “.” has been used as the decimal mark.

E.g. the number 10.500 represents ten and a half.

The comma “,” is not used in this report as a decimal mark or as a number separator.

1.5 2015 Layout

The 2015 wind turbine layout is described in Section 10 together with an updated assessment of likely impact and potential mitigation measures.

2 DRENTSE MONDEN WIND DEVELOPMENT

2.1 Proposed Site

The site area is located in the Veenkoloniën, in the vicinity of the areas known as the first and second Exloërmond, Drenthe, the Netherlands. This is a large scale project, planned to generate 200 to 400 Megawatts (MW).

2.2 Turbine Layout

The turbine layout has not yet been finalised. For the purposes of the analysis, a provisional layout has been assumed. The turbine dimensions used for this study are for the Enercon E101 with a hub height of 135 metres above ground level and a tip height of 185.5 metres above ground level. The layout considered here is considered to represent a worst case scenario regarding technical impact as this is understood to be the largest number of turbines being considered.

Turbine number	Easting (UTM Zone 32N)	Northing (UTM Zone 32N)	Turbine number	Easting (UTM Zone 32N)	Northing (UTM Zone 32N)
1	358150	5866823	52	358537	5872785
2	358587	5867092	53	358038	5872671
3	359022	5867359	54	357538	5872558
4	359459	5867627	55	357039	5872445
5	359895	5867895	56	360734	5871529
6	360331	5868163	57	360295	5871266
7	360767	5868431	58	359856	5871003
8	361203	5868699	59	359417	5870740
9	361639	5868967	60	358979	5870478
10	362074	5869235	61	358555	5866210
11	362510	5869503	62	358987	5866484
12	362946	5869772	63	359418	5866759
13	358880	5865713	64	359850	5867032
14	359312	5865987	65	360283	5867307
15	359744	5866261	66	360715	5867581
16	360176	5866535	67	361147	5867855
17	360608	5866809	68	361579	5868129
18	361040	5867084	69	362011	5868403
19	361473	5867358	70	362443	5868678
20	361904	5867632	71	362875	5868953
21	362336	5867906	72	363307	5869226
22	362768	5868181	73	358366	5870095
23	363200	5868455	74	357922	5869839
24	363633	5868729	75	357480	5869583
25	361215	5863170	76	356570	5872339
26	361653	5863434	77	356070	5872228
27	362091	5863699	78	364362	5867683
28	362528	5863965	79	363929	5867410
29	362965	5864230	80	363496	5867137
30	363403	5864495	81	363063	5866866
31	363841	5864761	82	362629	5866593
32	358016	5868949	83	362196	5866322
33	358453	5869213	84	361763	5866049
34	358890	5869478	85	361330	5865778
35	359328	5869743	86	360897	5865505
36	359766	5870008	87	360464	5865234
37	360204	5870273	88	360031	5864962

Turbine number	Easting (UTM Zone 32N)	Northing (UTM Zone 32N)	Turbine number	Easting (UTM Zone 32N)	Northing (UTM Zone 32N)
38	360641	5870538	89	359598	5864689
39	361079	5870804	90	364699	5867108
40	358315	5868456	91	364266	5866835
41	358753	5868720	92	363833	5866563
42	359191	5868986	93	363400	5866291
43	359629	5869251	94	362967	5866019
44	360066	5869515	95	362534	5865747
45	360503	5869781	96	362101	5865475
46	360941	5870046	97	361667	5865203
47	361379	5870311	98	361233	5864931
48	360534	5873239	99	360800	5864659
49	360035	5873125	100	360367	5864388
50	359535	5873012	101	359934	5864115
51	359036	5872899	102	360772	5862914

Table 1 Provisional turbine layout – Drentse Monden

The figure below shows the turbine locations on a map of the area. The figure was provided to Pager Power by Pondera Consult. The turbine locations are shown by the red icons.



Figure 1 – Drentse Monden Wind Turbines

2.3 LOFAR Antennae

Co-ordinates for the LOFAR antennae have been provided to Pager Power by ASTRON. These are not tabulated within this report as there are more than 4800 antenna locations. These are grouped in clusters, within the LOFAR area of 400 hectares between Exloo and Buinen in the province of Drenthe. Further clusters have been installed on approximately 18 antenna fields of approximately 2 hectares spread over Friesland, Groningen, Drenthe and Overijssel. The layout of antennae provided to Pager Power by ASTRON is shown in the figure below.

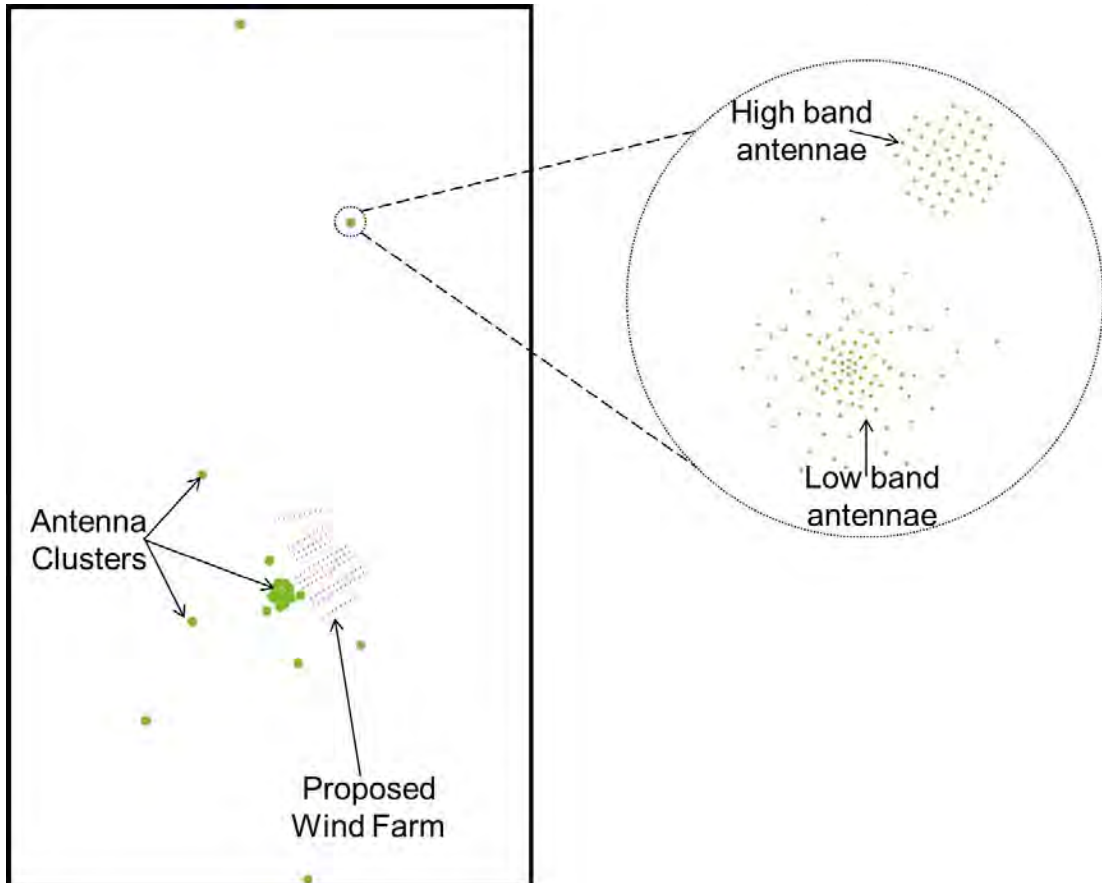


Figure 2 – LOFAR Antennae

For the purposes of assessment, the location of the nearest antennae relative to the proposed turbines is shown in the following figure. The green icons show the antenna locations and the red icons show the turbine locations.

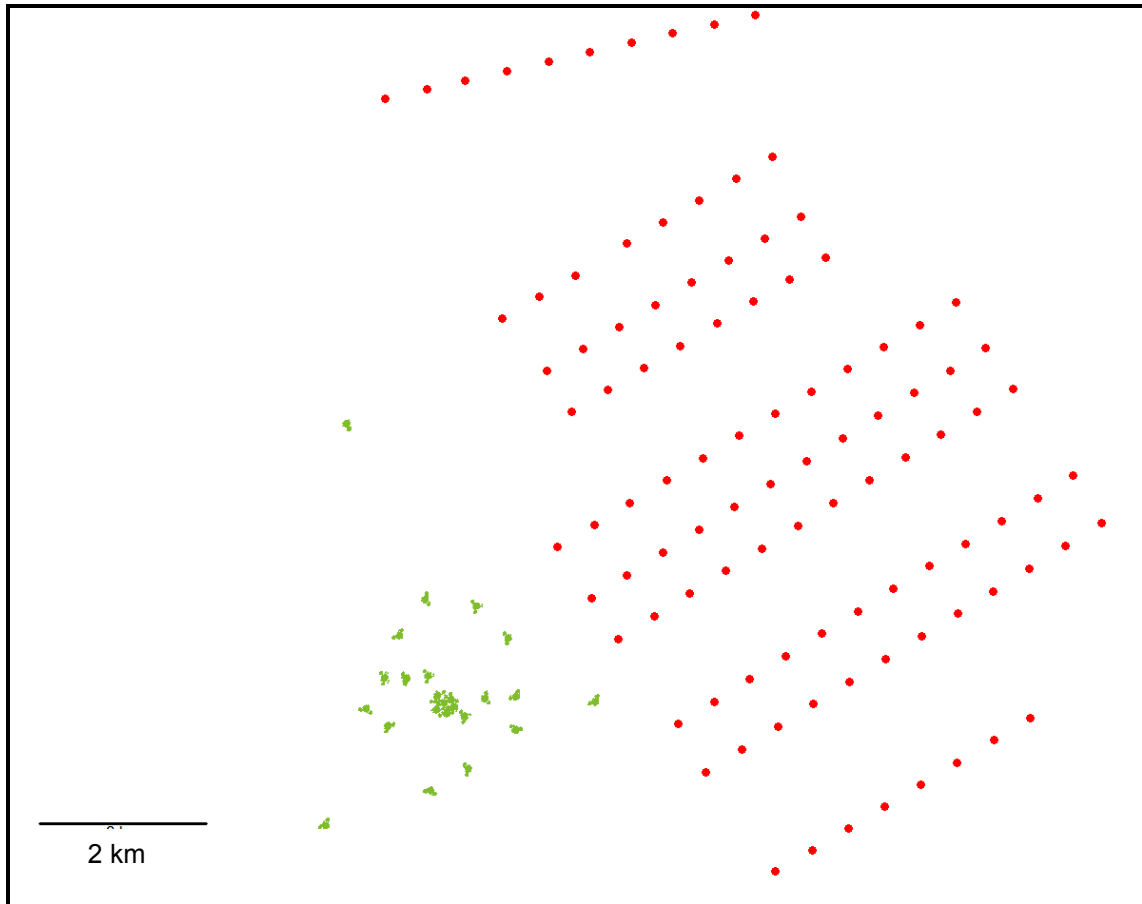


Figure 3 – Drentse Monden Wind Turbines and Nearest LOFAR Antennae

2.4 Assumption – Antenna Pattern

A reliable antenna pattern was not available for this analysis. It is understood that this is difficult to define meaningfully, particularly for angles below 20° .

Therefore, no consideration has been given to the directionality of the antenna, i.e. noise which is radiated onto the array from an angle of 10° is not considered to be better or worse than noise from 1° .

Further analysis could be undertaken with regard to such issues if an antenna pattern can be agreed for this purpose.

3 RADIO INTERFERENCE MECHANISMS

3.1 Overview – Radio Interference Mechanisms

The following subsections describe some of the principles which are relevant to the analysis conducted within this report.

3.2 Reciprocity Theorem

The reciprocity theorem states If a voltage is applied to the terminals of an antenna A and the current measured at the terminals of an antenna B then an equal current will be obtained at the terminals of antenna A if the same voltage is applied to the terminals of antenna B.

This means that anything affecting radio signals travelling from antenna A to antenna B will affect returning radio signals in the same way. This means that analysis carried out for signals travelling in one direction will apply to signals travelling in the other.

3.3 Shadowing

Signal strength drops when the receiver is shadowed by trees, large buildings or terrain. The received signal is made up of signals reflected from other objects or terrain and signals which are diffracted around the shadowing terrain.

Diffraction loss calculations are used to calculate the impact of shadowing effects.

3.4 Reflections

Signals arriving at a receiver may come directly from the transmitter, or be reflected from the ground, trees, vehicles, buildings and structures².

At the receiving antenna these direct and reflected waves are summed, with some components adding to the received signal strength and some detracting.

3.5 Atmospheric effects

Radio signal strength may vary with time due to atmospheric changes. These can include signal absorption by water vapour, variations in refractivity and changes in ionisation levels.

3.6 Emissions

All electrical equipment and devices emit weak radio signals. Electrical equipment must be designed so that (a) their own emissions are weak (b) they are not unduly affected by emissions from other sources.

² Scattering is a term that describes a general amalgamation of reflection and shadowing effects.

4 LOFAR INTERFERENCE ISSUES

4.1 Overview – LOFAR Interference Issues

The potential impacts of the wind turbines on LOFAR arise primarily due to the following three mechanisms:

1. Obstruction³ of signals by the turbines as physical structures;
2. Reflections of existing sources of noise (such as FM radio transmissions); and
3. RF emissions from the turbines themselves.

These three areas are dealt with in turn in the following three chapters of this report. There are some technical considerations which are unique to LOFAR and are not encountered when assessing other telecommunication systems. These are described below.

4.2 Unknown Radio Sources

The nature of LOFAR as a tool for investigating astronomical objects and phenomena means that it is not known what radio sources will be analysed. It should be noted that the frequencies of interest are known (10 – 250 MHz). Furthermore, the power and temporal nature of the signals being investigated can be accurately modelled.

4.3 Sensitivity

LOFAR has the potential to detect very distant and very faint radio sources from space. Therefore, any impact on the sensitivity of the array could be of significance.

Therefore, there are not a fixed set of criteria that must be met in order to ensure that the telescope functions adequately. This is in contrast to other radio systems where an 'acceptable' level of interference may be more readily defined.

4.4 Approach

The approach employed within this study is to quantify the impacts of the turbines in terms of changes to the RF environment. Whilst it is acknowledged that the process of determining whether these impacts are acceptable is complex, consideration of the magnitude of any changes introduced is considered the most logical starting point.

³ Also described as shadowing or diffraction effects

5 ANALYSIS – LINE OF SIGHT

5.1 Overview – Line of Sight

Line of Sight analysis has been carried out in order to establish the effect of the wind turbines on the visible horizon for the antenna. In all cases, analysis has been conducted for:

- The nearest turbine to antenna in question;
- Turbine 53 (approximate centre of northern row);
- Turbine 35 (approximate centre of cluster immediately north of centre of the development);
- Turbine 66 (approximate centre of the development as a whole);
- Turbine 96 (approximate centre of cluster immediately south of centre of the development);
- Turbine 27 (approximate centre of southern row).

5.2 Assumptions – Line of Sight

It has been assumed that the low band antennae have a height above ground of 1 m and the high band antennae have a height above ground of 0.5 m. The actual height of the top of the low band antennae is 1.7 m, however the antenna itself is not located at a single point. Therefore, the height of 1 m is considered more appropriate for the analysis.

5.3 Analysis – Line of Sight

The figure below is a repeat of figure 2 with circles drawn around the antennae and turbines considered for the LOS analysis.

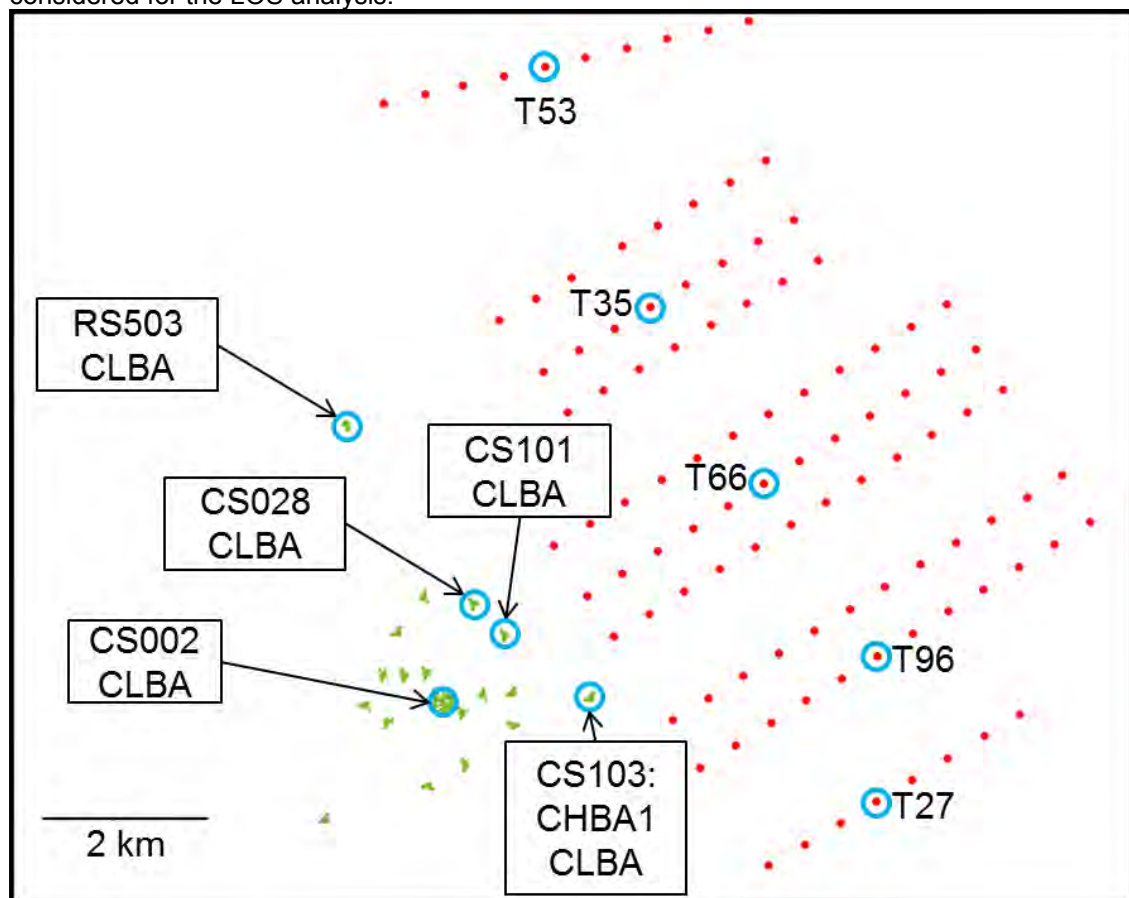


Figure 4 - Drentse Monden Wind Turbines and Assessed Antennae

Analysis has been conducted for six antenna, these are described in the table below. The reason that two antenna from one cluster (CS103) have been selected is that this is the nearest group of antennae to the development.

Antenna ID	Easting (UTM Zone 32N)	Northing (UTM Zone 32N)	Turbine	Amount of Turbine within LOS (m)	Elevation Angle from Antenna to Turbine Tip (°)
CS002-CLBA	356772	5864952	27	181	2
			35	180	2
			53	180	1
			61	183	5
			66	182	2
			96	182	2
RS503-CLBA	355596	5868318	27	173	1
			35	183	3
			53	183	2
			66	180	2
			75	186	5
			96	177	2
CS028-CLBA	357159	5866121	01	186	9
			27	179	2
			35	176	3
			53	168	2
			66	184	3
			96	173	2
CS101-CLBA	357545	5865736	27	165	2
			35	156	2
			53	169	2
			61	180	10
			66	163	3
			96	167	2
CS103-CHBA1	358620	5865034	13	185	14
			27	179	3
			35	179	2
			53	170	1
			66	184	3
			96	183	3

Antenna ID	Easting (UTM Zone 32N)	Northing (UTM Zone 32N)	Turbine	Amount of Turbine within LOS (m)	Elevation Angle from Antenna to Turbine Tip (°)
CS103-CLBA	358593	5864968	13	185	13
			27	181	3
			35	180	2
			53	177	1
			66	184	3
			96	183	3

Table 2 Line of Sight Results

5.4 Remarks – Line of Sight Analysis

The visibility of each turbine in the table above has been rounded to the nearest metre. The elevation angle to the turbine tip has been given to the nearest degree.

The table in the previous section shows that the maximum elevation angle from any antenna to the turbine tip will be 14 degrees. In most cases, the elevation angle is well below this.

5.5 Polar Coverage Assessment

The effect on the visible horizon of the central antenna (CS002-CLBA) due to the turbines has been assessed. The figure on the following page shows the result. The antenna location is the centre of the chart. The green icons represent the turbines shown at their horizontal bearing. The numbered concentric rings represent the vertical angle from the antenna. The black line represents the current horizon due to the surrounding terrain.

It can be seen that the horizon in the direction of the turbines due to the terrain is close to zero degrees. This is because the terrain is extremely flat. It can also be seen that the vertical angle to the turbine tips varies from approximately 1.2 degrees to just under 5 degrees (this maximum value is T61, the nearest turbine).

Figure 5 illustrates the scenario portrayed on the Polar Coverage Chart. This is not drawn to scale, but serves to clarify the information being presented.

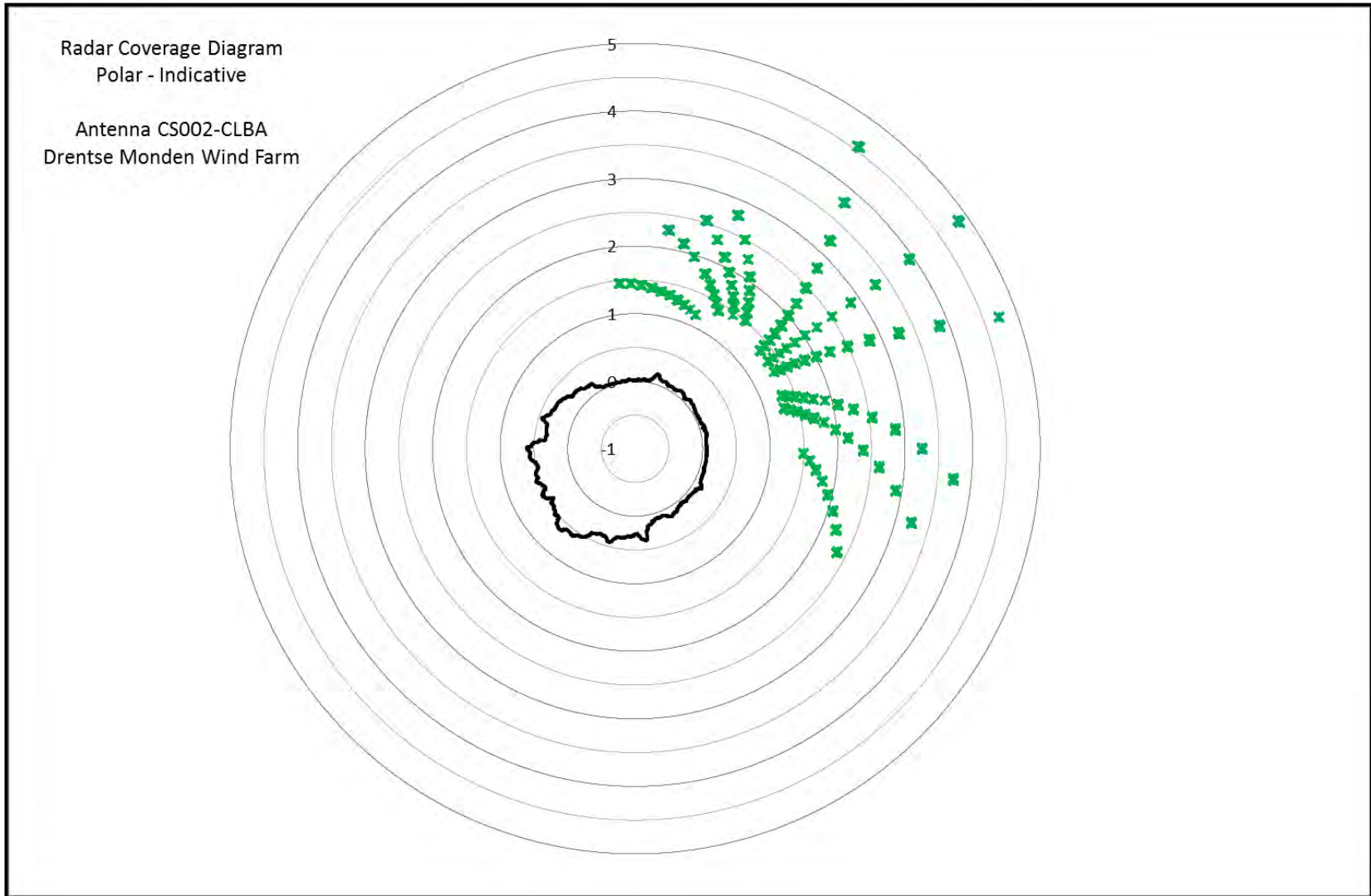


Figure 5 – Polar Coverage Diagram for CS002-CLBA

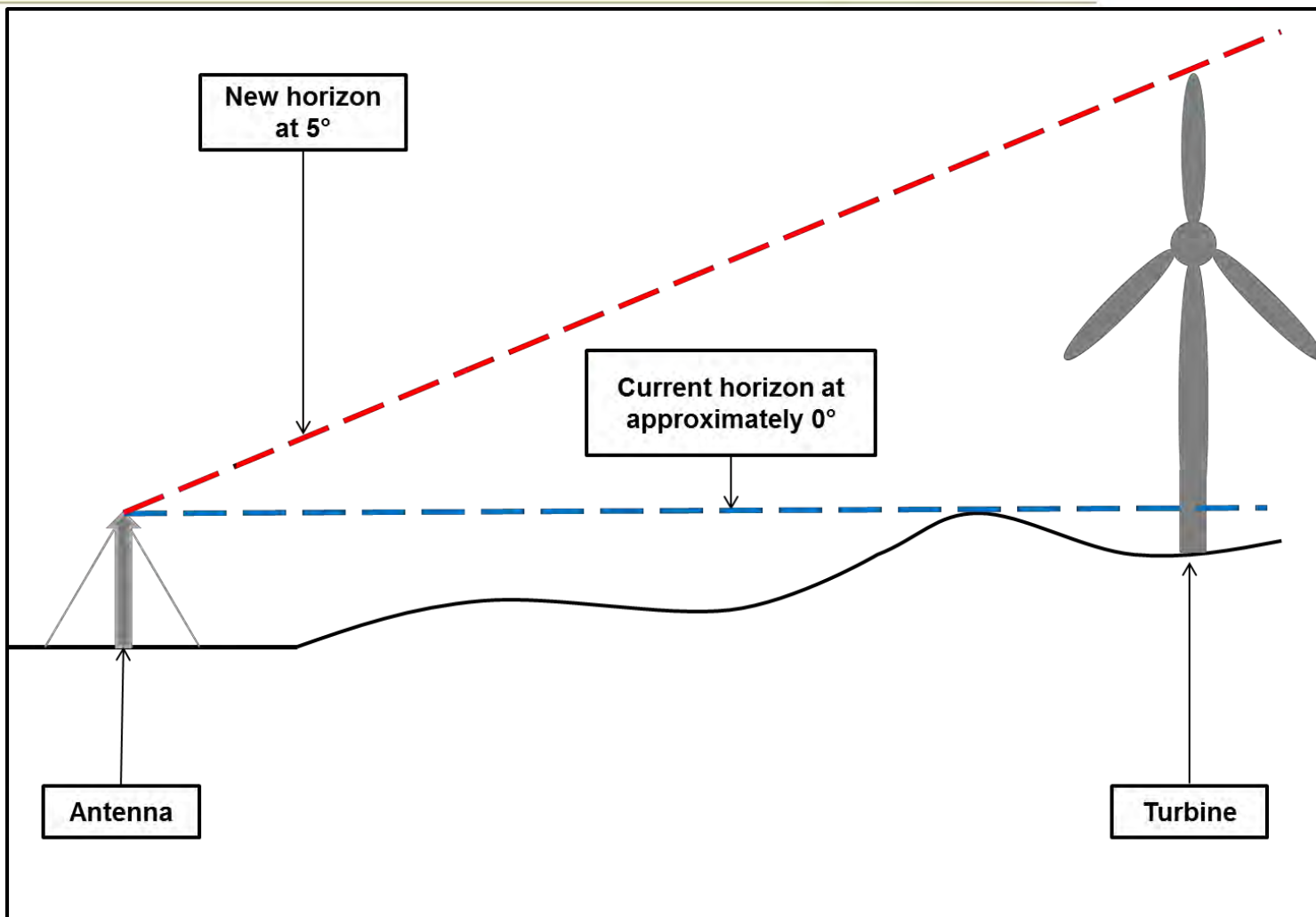


Figure 6 – Illustration of change in visible horizon (not to scale)

5.6 Required Horizon

Pager Power cannot comment on the requirements of LOFAR. However, it is understood⁴ that sensitivity data for the antennae is not available for angles of less than approximately 22 degrees⁵. One of the reasons for this appears to be this information is not required for astronomy. Since the maximum vertical angle from an antenna to a turbine is approximately 14 degrees (antenna CS103-CHBA1 to T13), it may be the case that obscuration of the horizon due to the Drentse Monden wind turbines is not an issue for LOFAR. This should be discussed further with ASTRON.

If there is a minimum horizon that must be maintained, exclusion zones based on this requirement could be easily produced. If the minimum angle is indeed 22 degrees, then the minimum separation between an antenna and a 185m to tip turbine would be approximately⁶ 460 metres.

5.7 Signal Attenuation – Overview

The impact of the turbines on the visible horizon of the array is only an issue if a significant amount of signal attenuation occurs. The array is designed to detect frequencies in the range of 10-250 MHz. It is unlikely that frequencies this low will be attenuated a great deal by wind turbines. However, as discussed in the previous section, LOFAR has the potential to detect very faint radio sources.

5.8 Attenuation Calculation

A sample calculation has been carried out in order to quantify the attenuation effect due to a single turbine, the results are shown in the table below. These calculations have been carried out in accordance with the International Telecommunications Union document ITU-R P526⁷ and the calculation sheet is shown in Appendix B. Section 4.2 of the aforementioned document describes a method for calculating diffraction⁸ losses due to a finite width screen. A finite width screen is essentially a rectangle of blocking material standing across the radio path. Of the methods described in ITU-R P526 the finite width screen method is the most appropriate for modelling the diffraction effects caused by a wind turbine tower.

Diffraction losses are greatest when the receiver is directly behind the tower, so that the line between transmitter and receiving aerial passes through the centre of the tower. Diffraction losses are smaller if the receiver is located slightly to one side or the other.

This model assumes a flat earth. This is appropriate as this calculation relates to a scenario where the wind turbine is the only obstruction of the signal.

The calculation returns two decibel loss values, these are a minimum and an average loss. A maximum value is not returned.

One of the inputs for the calculation is the distance between the turbine and source of the radio waves. Naturally, it is not feasible to model the real-world geometry for the case of LOFAR as the signals are coming from outer space. For the purpose of the calculation, a radiation source at a distance of 100 km has been assumed. Whilst this is not representative of the actual case with regard to distance of the radiating object, the result with regard to attenuation of the radio signal is valid. This is because beyond a distance such as this, the

⁴ Correspondence between Pager Power and ASTRON, December 2011

⁵ Whilst observations are not carried out at low elevations radio information from low elevation reference sources can nevertheless be useful

⁶ This calculation assumes an antenna at ground level and a constant terrain height at the antenna and the wind turbine. Given the topography of the surrounding terrain this assumption is valid.

⁷ The latest version is ITU-R P526-13

⁸ Also referred to as Shadowing or Obstruction losses

results do not change a great deal as the wave form when it reaches the turbine does not change a great deal.

Turbine Considered	Antenna Considered	Frequency (MHz)	Average Loss in Signal (dB)
T61	CS002-CLBA	120	3.5

Table 3 Example Shadowing Calculation

The calculation suggests a loss of 3.5dB⁹. It should be noted that this is a loss associated with the scenario where the turbine is directly between the radiating source and the antenna. This scenario is unlikely given that signals are being received from space, although it could potentially occur for objects at low angles if these are detectable.

5.9 Blocking of Existing Noise Sources

If there are existing noise sources originating from beyond the wind farm, i.e. to the west of the centre of the array, the interfering signals may be partially blocked by the wind turbines. Therefore, the turbines could potentially reduce the magnitude of existing interference signals in this way. As shown in the previous subsection, such losses would be less than 2 dB and would therefore be unlikely to have significant effect in this way.

5.10 Initial Findings – Line of Sight Analysis

The wind turbines will be considerably within line of sight to the LOFAR antennae. The elevation angle to the turbine tip ranges from approximately 1° to 5° for most turbines, with a maximum value of approximately 14°.

The losses in field strength due to signal blocking is likely to be approximately 3.5 dB for a radio source which is completely obstructed by the turbine.

5.11 Recommendations – Line of Sight Analysis

Discussion with ASTRON to establish:

- 1) Whether there is a minimum horizon requirement for LOFAR; and
- 2) If so, what the minimum required elevation angle is.

This may have a bearing on the potential impact due to shadowing of the signals due to the wind turbines.

⁹ Note that in some cases obstructions can actually cause an increase in signal strength

6 ANALYSIS – REFLECTION OF EXISTING NOISE SOURCES

6.1 Overview – Reflection Issues

Existing terrestrial sources of radio emissions produce interference, or ‘noise’, which in some cases is detected by LOFAR. These sources are understood to include electric power cables, pirate radio, passing traffic and lawnmowers. It should be noted that ASTRON has already developed methods for filtering out unwanted interference from local sources. Radio emissions which cause such disturbances can be reflected by the wind turbine tower and blades. Therefore, it is possible that the amount of interference detected by LOFAR will increase as a consequence of the turbines due to reflections of these interfering signals.

6.2 Assumptions – Reflection of Existing Noise Sources

For the purposes of this analysis, radio signals from a transmitting location in Hoogersmilde. It is understood that the previous transmitting mast at this location burned down in July of 2011, but that plans for a new 200m mast have been accepted¹⁰. The mast details used for this assessment are shown in the table below.

Parameter	Value	Source
Location	325375E 5864600N (UTM Zone 32 N)	Approximate location of previous mast extrapolated from Google Earth.
Height above ground	300m	http://www.rtdvrenthe.nl Accessed January 2012. Advised by Agentschap Telecom that the mast was 300m tall.
Frequency	100 MHz	Typical value for FM transmissions

Table 4 Hoogersmilde Mast Data for Calculation

Diffraction losses due to terrain are considered insignificant between the transmitter and the turbines, as the transmitter will have clear line of sight to the turbine hub. However, losses due to terrain between the transmitter and the LOFAR antennae are significant as these are low to the ground, meaning that signals may be attenuated by higher terrain to the west of the array. Therefore, the diffraction losses between the transmitter location and SC002-CLBA have been accounted for¹¹.

6.3 Carrier to Interference Ratio (CIR)

When determining whether a turbine is likely to interfere with radio reception, the Carrier to Interference Ratio (CIR) is considered.

The receiver is considered to receive two signals, one directly from the transmitter and one that is reflected from the wind turbine. The CIR is expressed in decibels (dB). When assessing radio systems such as private mobile radio, the CIR is a measure of how strong the wanted signal is compared to the unwanted signals. In this case, the carrier signal is not a wanted signal, but the CIR is still a measure of the increase in noise levels due to the turbines.

The carrier to interference ratio has been calculated at the SC002-CLBA Antenna (the central receiver). Each calculation takes into account one turbine and one radio source. Three calculations have been performed for the following turbines:

- T61 (the nearest turbine);

¹⁰ Source: <http://www.rtdvrenthe.nl> Accessed January 2012

¹¹ In accordance with ITU-R526

- T66 (the approximate centre of the development; and
- T48 (the furthest turbine).

For the turbine the height of the reflecting point is taken as that of the base of the hub height.

6.4 Establishment of Radar Cross Section

There is not a generally accepted method available for modelling the effects of multiple turbines on CIR. This is because:

- RCS varies considerably and cannot be predicted at a specific time for a specific direction;
- Signals reflect from turbine to turbine.

RCS is dependent on a number of factors including shape, size, material and angle of incidence. For complex objects RCS can vary significantly, with very small changes in angle of incidence. Typical RCS values for some common objects are shown in the table below:

Object	Radar Cross Section (m ²)
Small single engine aircraft	1
Jumbo Jet	100
Car	100
Man	1
Pickup Truck	200

Table 5 Typical RCS Values

There has been a lot of work carried out to determine the Radar Cross Section of a wind turbine, and there are a number of computer models available. Unfortunately there is no generally accepted method for determining a conservative RCS value for general calculation purposes. Various values are used by various organisations. Some of these are shown in the table below:

Source	Radar Cross Section of a single wind turbine (m ²)
UK Radio Communications Agency Example	30
Wind Turbine tower where reflection is not perpendicular to tower – general values – ETSU Report	100 (S Band [†]) 1000 (L Band [‡])
Wind Turbine Rotor – general values – ETSU Report	10 – 1000 (S Band) 1000 (L Band)
Measured values from single turbine at Swaffham – FES Report	50 (approximate average) – 2,800 (Worst Case)

Table 6 Wind Turbine RCS Values

[†]L Band 1 – 2 GHz

[‡]S Band 2 – 4 GHz

It can be seen that there is a wide range of values. For modelling purposes we will use a typical value of 1000. This is considered to be a conservative figure, especially as the static reflective component is often of less interest.

6.5 Calculations – Reflection Issues

The table below shows the results of the calculation. The calculation sheets are shown in Appendix A.

Turbine	CIR at SC002-CLBA (dB)	Remarks
61	38.3	This means that approximately 0.02% of the signal strength received at the antenna location is due to reflections from the turbine.
66	46.6	This means that approximately 3×10^{-5} % of the signal strength received at the antenna location is due to reflections from the turbine.
48	51.4	This means that approximately 8×10^{-6} % of the signal strength received at the antenna location is due to reflections from the turbine.

Table 7 CIR Calculations for Hoogersmilde Transmitter at SC002-CLBA

The values in the table above indicate that the increase in noise from existing sources, based on a single turbine, will be less than 0.02%. However, it is necessary to consider the cumulative effect of the other turbines. Pager Power is unaware of any formal guidelines for assessment of cumulative effects on CIR due to reflections. One method advocated by the Joint Radio Company in the United Kingdom for analysis of telemetry links is using the formula:

$$\text{CIR}_{\text{cumulative}} = \text{CIR}_{\text{single turbine}} - 10 \log_{10} (\text{no. of turbines}) \text{ dB} \quad \text{[equation 1]}$$

Pager Power believes this method to be a good approximation for a small number of turbines which are approximately equidistant from the transmitter and receiver. This is not the case for the Drentse Monden development, which spans a large area with large differences in turbine-antenna separation. Pager Power believes a more appropriate method would be to apply Equation 1 considering only turbines within 5 km:

$$\text{CIR}_{\text{cumulative}} = \text{CIR}_{\text{single turbine}} - 10 \log_{10} (\text{no. of turbines within 5 km}) \text{ dB} \quad \text{[equation 2]}$$

The distance between T66 and SC002-CLBA is 4.739 km and the CIR considering this turbine is 46 dB, suggesting reflections from further than this are negligible. The table below shows the results considering cumulative impact on SC002-CLBA based on equations 1 and 2. In both cases, $\text{CIR}_{\text{single turbine}}$ is taken to be 38.3 dB (worst case). The number of turbines within 5 km of SC002-CLBA is 37.

Method	CIR at SC002-CLBA (dB)
Equation 1 (highly conservative)	18.2
Equation 2 (recommended)	22.6

Table 8 CIR Calculations for Hoogersmilde Transmitter at SC002-CLBA

The Hoogersmilde mast has been considered for the purposes of this analysis. Further calculations for specific known noise sources could be undertaken if required. However, it is unlikely that the conclusions will change with regard to reflection of existing noise.

6.6 Reflection of Wanted Radio Signals

Technically, the wind turbines have the potential to reflect the radio signals received from space. This could cause the same signal to arrive at different times at a receiver location (multi-path effect). However, it is considered highly unlikely that a measureable amount of energy would be reflected in this way. Furthermore, the difference in path length for the direct and indirect signals is negligible.

No issues are foreseen with regard to reflection of wanted signals.

6.7 Initial Findings – Reflection Issues

Based the calculations carried out for the Hoogersmilde mast, the increase in noise due to reflections of existing sources due to any one turbine will be negligible. When cumulative effects are considered, a CIR of 22.6 dB has been calculated. This means that the increase in existing noise sources will be of the order of 0.55%. Even when a far more conservative approach is taken the predicted increase is of the order of 1.51%. This is highly likely to be negligible.

No issues with regard to reflection of wanted signals are anticipated.

6.8 Recommendations – Reflection Issues

ASTRON's position with regard to reflection issues will be established.

7 ANALYSIS – RADIO EMISSIONS FROM TURBINES

7.1 Overview – Radio Emissions from Turbines

All commercial wind turbines which are installed in the Netherlands, and elsewhere in Europe, must meet emissions criteria in order to comply with legal requirements relating to health and spectrum licencing. It is understood that there are currently no formal guidelines with regard to emissions criteria in the vicinity of LOFAR. It is anticipated that the existing limits will not be conservative enough for ASTRON's requirements with regard to LOFAR.

Pager Power has considered information regarding emissions from two turbine manufacturers. The analysis for each of these turbines is described below.

7.2 Turbine Emissions – Turbine Manufacturer #1

Pondera Consult has obtained data regarding an emissions test of a large onshore wind turbine. This test made reference to EN 61000-6-4¹² (2001) guidelines which state that the industrial limit for frequencies in the range of 30 – 230 MHz is 30 dB μ V/m at a distance of 30 m. The report concluded that the turbine exceeded this value in the 30 – 40 MHz range by up to 5.6 dB. It should be noted that the report states:

In the normal used basic standards for RF emission, the measurements are performed by quasi-peak and average detectors In practice, the measurements are performed using a peak-detector, to save time. ... The peak reading is the "worst case" reading.

Furthermore, the measurements were taken with a detector which was 1 m above ground level. This is comparable to the antenna heights in the case of LOFAR.

7.3 Assumptions – Radio Emissions from Turbines – Turbine Manufacturer #1

It has been assumed for the purposes of this assessment that the turbine emits isotropically. Therefore, the field strength will reduce with the square of the distance. In order to calculate the worst case field strength at an antenna location it is important to sum the contributions from all turbines.

The emissions report for the turbine found that the limit was infringed by up to 5.6 dB for measurements taken at 30 m from the turbines. The report also found that at a distance of 60 m the levels were 3 dB below the limit. This means there are two starting points for extrapolating the field strength at a given distance from a turbine. The field strength in the calculations described below has been extrapolated based on the readings at 30 m, which is the most conservative approach. The reason that the values are not the same may be due to other atmospheric effects attenuating the signal, or due to the fact that emissions do not in fact emanate from a point source.

It has been assumed that each turbine is emitting at the maximum value reported during the emissions test (35.6 dB μ V/m).

The emissions test report states that the essential noise source in the turbine is the converter, and that the main emission comes from the turbine nacelle. It has therefore been assumed that the turbine hub is a point source from which all the emissions emanate. The field strength has been calculated by converting the value of 35.6 dB μ V/m.

¹² More recent editions of this document are now available. However, this was the document referenced in the EMC study, and the data that has been taken from the EMC test for this report relates only to the emissions from the turbine, not the actual guidance on safe levels.

Finally, it is important to note that the calculation process employed here has summed the magnitude of the predicted electric field from each turbine. This is a conservative approach, as the vector sum of the electric fields at any one point will be less than this.

7.4 Calculation Process – Radio Emissions from Turbines – Turbine Manufacturer #1

In order to calculate the worst case field strength at an antenna location it is important to sum the contributions from all turbines.

1. Assume every turbine is producing a field strength of 35.6 dB at 30 m from the turbine, accounting for the fact that this is a distance of approximately 85 m from the nacelle;
2. Convert this to an absolute value (3.63 mVm^{-1});
3. Extrapolate the resulting field strength at the antenna location, for each turbine, based on distance and a field strength that falls away in proportion to the square of the distance;
4. Sum the contributions from all turbines;
5. Convert back to decibels.

7.5 Results – Radio Emissions from Turbines – Turbine Manufacturer #1

The table below shows the results for the same six antennae considered for the line of sight analysis. A further calculation has been undertaken for RS306-CLBA which is the central Low Band antenna for a cluster further away from the wind farm (co-ordinates 348176E 586243N, 10.9 km from the nearest turbine, T1) in order to provide comparison with more distant clusters.

Antenna	Horizontal Distance to Nearest Turbine (km)	Worst Case Field Strength due to Turbines (dB μ V/m)
CS002-CLBA	2.182 (Turbine 61)	20.7
RS503-CLBA	2.269 (Turbine 75)	20.4
CS028-CLBA	1.215 (Turbine 1)	22.8
CS101-CLBA	1.116 (Turbine 61)	23.5
CS103-CHBA1	0.727 (Turbine 13)	25.2
CS103-CLBA	0.798 (Turbine 13)	24.9
RS306-CLBA	10.897 (Turbine 1)	11.5

Table 9 Turbine Field Strength Emissions

The table shows values of up to 25.2 dB μ V/m for the nearest antenna to the development. All six of the antennae within 2.5 km of the turbines show worst case field strengths in excess of 20 dB μ V/m. The calculation method is conservative, as described above. Furthermore, it is important to note that these high emissions are not present across the entire frequency spectrum, rather there are spikes at specific frequencies. Such spikes are present in the background spectrum also, and the typical deviation from the baseline environment is likely to be significantly less than the calculations show.

7.6 Initial Findings – Turbine Emissions – Turbine Manufacturer #1

The emissions from the turbines will affect the RF environment in the area. The calculations show values of up to 41.7 dB μ V/m for the antenna nearest the turbines. Such levels are highly likely to make the development detectable to LOFAR. This EMC report stated that *the essential noise source in the turbine is the converter*. This will be considered further in the mitigation section of this report.

7.7 Recommendations – Turbine Emissions – Turbine Manufacturer #1

Further analysis with a view to establishing exclusion zones may be required following discussions with ASTRON. This is discussed further in the next section.

7.8 Turbine Emissions – Turbine Manufacturer #2

Pondera Consult has obtained an extract of a further EMC report. The report extract shows graphs detailing measurements carried out in the 30 MHz – 300 MHz range and the 30 MHz – 1000 MHz range.

For the 30 MHz – 300 MHz frequency range the graphs show fluctuating field levels across the whole spectrum mostly between 5 dB μ V and 50 dB dB μ V with spikes up to approximately 75 dB μ V.

For the 30 MHz – 1000 MHz frequency range the graphs show spikes of up to approximately 78 dB μ V at the higher frequency end of the spectrum.

The report extract states that no difference was seen between the results with the turbine generating electricity (operational measurement) and the results with the turbine not generating electricity (reference measurement), implying that the levels measured represent the background spectrum only.

7.9 Understanding the Turbine Manufacturer #2 EMC Report

Pager Power had a teleconference with the manufacturer on the 12th of June 2012 to establish more precisely how the trials were carried out, specifically which elements of the turbine were energised during each measurement and where these were located. It has been found that for the reference measurement:

- The wind turbine was not producing any current;
- The contactor between the turbine and the grid, located inside the base of the tower, was open;
- The main switch was on in order to provide the circuit boards and other components with power;
- Other auxiliary systems, such as the azimuth motors, were still connected to the grid;
- The doors of the power cabinet and the doors to the base of the tower were closed;

7.10 Interpreting the Turbine Manufacturer #2 EMC Report

The results of the trial show that the impact on the radio environment caused by an operational turbine compared to a non-operational turbine is minimal. This is an encouraging result with regard to concerns over emissions from the turbine.

However, there are two limiting factors with regard to determination of impact with regard to emissions, these are:

- 1) There is no measurement of the background spectrum before the turbine has been physically constructed; and
- 2) There is no measurement of the background spectrum when the turbine is completely de-energised i.e. with all ancillary systems switched off and no voltage across the open contactor.

With regard to limitation 1, this is not considered to have a significant bearing on the validity of the result because the physical structure in itself does not emit electromagnetic fields. With regard to limitation 2, this may require further consideration because the presence of powered components in the reference measurement may affect the background environment. This is not of concern with regard to a 'normal' EMC test but is of concern with regard to potential

interference to the LOFAR antennae due to their extreme sensitivity. It may therefore be beneficial to consider further trials where the reference measurements is performed for a completely de-energised turbine.

7.11 Recommendations – Turbine Emissions – Turbine Manufacturer #2

Discussion of the EMC results and potential future trials with ASTRON will be the next step.

7.12 Emissions from Cables and Grid Connection

Pager Power has not modelled the electric and magnetic fields associated with the underground cables and the grid connection point. It is understood that the grid connection will be to the east of the proposed development. It is considered highly likely that fields associated with the underground cables will be significantly less than the emissions associated with the turbines themselves.

8 TECHNICAL MITIGATION MEASURES

8.1 Overview – Mitigation Measures

The purpose of this section is to introduce a number of concepts for mitigating the potential issues identified within this report. This section has been prepared on the basis that an impact with regard to turbine emissions is anticipated. The results of the EMC report for the Turbine Manufacturer #2 turbine suggest that this may not be the case. If it can be shown that a particular type of turbine will not produce measurable emissions, mitigation will not be required.

Any solution would require discussion with ASTRON prior to being progressed in order to establish;

1. ASTRON's amenability to the solution; and
2. The technical feasibility of such a solution.

The options below should be regarded as starting points for further discussion with ASTRON.

8.2 Mitigation Option 1 – Filtering Unwanted Noise

ASTRON already have processes in place for filtering out unwanted noise present in the area. This technique could potentially be applied to the specific emissions from the turbines.

8.3 Mitigation Option 2 – Exclusion Zones

Any environment has a level of background noise across the frequency spectrum due to numerous existing sources. Miniscule increases in noise will not be material if the resulting change is sufficiently small in comparison to the background. It has been shown within this report that effects due to obstruction of the horizon, reflection of existing noise and emissions from the turbines all reduce as the distance between the antennae and the turbines is increased.

It may be possible to define an acceptably small deviation from the background based on receiver sensitivity and measured or predicted background levels. The calculation methods employed within this report could then be used to construct exclusion zones can be established around existing antennae that would ensure interference does not impair performance of the array.

This would be likely to have some bearing on the layout and the number of turbines.

8.4 Mitigation Option 3 – Modified Turbine Design

The EMC test report for the Turbine Manufacturer #1 turbine identified the converter as the essential noise source of the turbine, with the majority of the radiation originating from the nacelle. It may be possible to modify the turbine design to increase the shielding around the converter which would drastically reduce the emissions.

This would involve engagement with Turbine Manufacturer #1 or an alternative turbine manufacturer. It may be possible to physically move the converter to be lower down inside the turbine or perhaps underground. This could potentially increase the shielding effect drastically.

8.5 Mitigation Option 4 – Provision of Additional Antennae

If local effects cause impairment of the nearby LOFAR antennae, it may be possible to compensate for this by providing additional antennae further from the wind development. Pager Power is not placed to analyse the benefit of such a solution comprehensively, and further discussion with ASTRON would be required to understand whether this approach is viable.

8.6 Mitigation Option 5 – Improve Processing Algorithms

The processes for interpreting collected data and filtering out unwanted interference could potentially be developed to distinguish between the wanted and unwanted signals more accurately.

Such a solution would most likely have associated costs relating to development and/or hardware.

8.7 Mitigation Option 6 – Construct RF Shield around Antennae

The maximum elevation angle from an antenna to a turbine tip is 14°. If measurements at elevation angles this low are not required, it may be feasible to construct physical shields around the nearest antennae to the development in order to block signals from the wind development¹³.

8.8 Other Considerations – Mitigation

It may be necessary to establish additional mitigation measures with regard to radio interference. Specifically, policies regarding Wi-Fi and mobile phone use on-site should be considered. This may also extend to the use of mobile radios during construction.

8.9 Initial Findings – Mitigation Options

Meaningful conclusions and recommendations cannot be drawn prior to further discussion with ASTRON.

¹³ The shield would not have to be very high if it was near the LOFAR antennae

9 INITIAL FINDINGS

Technical Impacts

- The Drentse Monden wind turbines as obstructions will reduce the minimum horizon of the LOFAR antennae. The elevation angle to the turbine tip ranges from approximately 1° to 5° for most turbines, with a maximum value of approximately 14°. Currently the horizon is close to 0° in the direction of the turbines.
- A sample calculation has been undertaken to establish the loss in field strength due to the turbine tower as an obstruction for a radio source at 120 MHz. This has indicated an average value of 3.5dB. This will result in a slight weakening of signals from directly beyond the turbines.
- Sample reflection calculations to quantify the potential increase in existing noise sources have indicated Carrier to Interference Ratio (CIR) of 22.6 dB. In this context, the carrier signal is the existing noise source and the interference signal is the reflection of this noise from the turbines. The increase in existing noise sources will be of the order of 0.55%.
- Analysis of the Turbine Manufacturer #1 EMC report suggests the emissions from the turbines will affect the RF environment in the area. Calculations of extrapolated field values have been performed based on the results of an EMC report for a Turbine Manufacturer #1 turbine. The calculations show values of up to 25.2 dB μ V/m for the antenna nearest the turbines. Background noise levels shown in the EMC test report show values from 10 to 40 dB μ V/m for most of the spectrum from 30 MHz to 1 GHz with spikes of up to 75 dB μ V/m at specific frequencies.
- Analysis of the Turbine Manufacturer #2 EMC report suggests the turbines may not produce a noticeable change in the radio environment. The trials that have been carried out do not contain a reference measurement in which all turbine components are de-energised. Further trials may be required.
- There are a number of potential mitigation options which could be applied if a potential impact with regard to turbine emissions is identified. These should be discussed further with ASTRON. These are:
 - Filtering unwanted noise in the same way that current noise is dealt with;
 - Defining exclusion zones based on quantified parameters;
 - Modified turbine design – increased shielding of the converter to reduce electrical emissions;
 - Provision of additional LOFAR antennae;
 - Improvement of LOFAR processing algorithms;
 - Construction of RF shielding around the antennae nearest the wind farm to block emissions from the turbines at low elevation angles.

9.1 Pager Power's Initial Findings

The impact of the turbines on the horizon may not be significant, as the minimum horizon required by ASTRON for astronomy purposes is not known. This is to be discussed, and will have a bearing on the relevance of any shielding losses caused by the turbines as physical obstructions. It is understood based on correspondence between Pager Power and ASTRON that the minimum elevation angle required for astronomy may be 22. Clarification should be sought on this matter.

Pager Power considers it unlikely that reflection of existing noise sources will be of material concern.

The field strength of the turbine emissions, based on the EMC report for the Turbine Manufacturer #1 turbine, is likely to make them detectable to LOFAR. This issue may cause unacceptable interference and require technical mitigation.

10 WIND FARM LAYOUT 2015

10.1 Background

The Drentse Monden wind farm layout has been revised since the original assessment of its impact on LOFAR.

The new layout of the wind farm is recorded in this section of the report together with an assessment of the likely impact of this revised new layout.

10.2 2015 Wind Farm Layout

Wind turbine coordinates are shown in the table below:

Turbine number	Easting (RD / AME-7)	Northing (RD / AME-7)	Easting (UTM Zone 32N)	Northing (UTM Zone 32N)
DEE-1.1	259588.0	546184.0	361508,12	5862313,09
DEE-1.2	259995.7	546638.3	361938,02	5862746,28
DEE-1.3	260400.0	547088.7	362364,33	5863175,75
DEE-1.4	260858.0	547599.0	362847,26	5863662,33
DEE-1.5	261258.9	548045.6	363269,98	5864088,17
DEE-1.6	261659.7	548492.3	363692,61	5864514,12
DEE-1.7	262078.9	548959.3	364134,62	5864959,41
DEE-1.8	262473.3	549398.7	364550,49	5865378,38
DEE-1.9	262867.7	549838.1	364966,36	5865797,35
DEE-2.1	258442.3	550649.0	360588,08	5866829,12
DEE-2.2	258943.8	550999.1	361106,43	5867153,54
DEE-2.3	259445.3	551349.3	361624,77	5867478,07
DEE-2.4	259946.9	551699.5	362143,22	5867802,59
DEE-2.5	260429.2	552036.2	362641,71	5868114,6
DEE-2.6	260911.5	552373.0	363140,21	5868426,7
DEE-2.7	261393.8	552709.7	363638,71	5868738,71
RH-1.1	257851.7	551432.1	360037,63	5867640,72
RH-1.2	258397.8	551808.5	360601,83	5867989,17
RH-1.3	258901.0	552155.4	361121,72	5868310,32
RH-1.4	259388.4	552491.2	361625,26	5868621,17
RH-1.5	259904.8	552847.6	362158,8	5868951,13
RH-1.6	260382.7	553176.7	362652,52	5869255,77

Turbine number	Easting (RD / AME-7)	Northing (RD / AME-7)	Easting (UTM Zone 32N)	Northing (UTM Zone 32N)
RH-1.7	260860.4	553505.8	363146,04	5869560,41
RH-2.1	256749.7	554180.9	359075,19	5870440,87
RH-2.2	257341.8	554589.2	359686,93	5870818,86
RH-2.3	257812.8	554914.0	360173,56	5871119,54
RH-2.4	258283.7	555238.8	360660,08	5871420,23
RH-2.5	258754.7	555563.5	361146,7	5871720,82
RH-3.1	254446.0	555711.0	356851,63	5872084,43
RH-3.2	255559.1	556117.6	357983,54	5872434,56
RH-3.3	256168.5	556340.2	358603,24	5872626,24
RH-3.4	256754.3	556554.2	359198,94	5872810,51
RH-3.5	257347.1	556770.7	359801,75	5872996,93
RH-3.6	257942.0	556988.0	360406,7	5873184,05
OM1.1	253224.7	557622.5	355728,06	5874054,52
OM1.2	253802.2	557824.5	356314,88	5874227,23
OM1.3	254379.7	558026.5	356901,7	5874399,93
OM1.4	254957.3	558228.6	357488,61	5874572,74
OM1.5	255575.3	558444.8	358116,58	5874757,59
OM1.6	256319.7	558705.2	358872,98	5874980,23
OM1.7	256914.0	558913.2	359476,87	5875158,08
OM-2.1	255786.8	559788.5	358395,26	5876088,72
OM-2.2	255399.8	560153.0	358027,13	5876472,13
OM-2.3	255026.6	560504.5	357672,13	5876841,87
OM-2.4	254653.4	560856.1	357317,13	5877211,71
OM-2.5	254280.2	561207.6	356962,12	5877581,45
OM-2.6	253906.9	561559.2	356607,02	5877951,3
OM-2.7	253530.0	561914.2	356248,5	5878324,72
OM2.8	253168.5	562254.7	355904,63	5878682,9
OM-2.9	252825.5	562577.8	355578,36	5879022,77

Table 10 2015 Wind Farm Layout – Drentse Monden

The updated wind farm layout is depicted on the diagram on the following page.

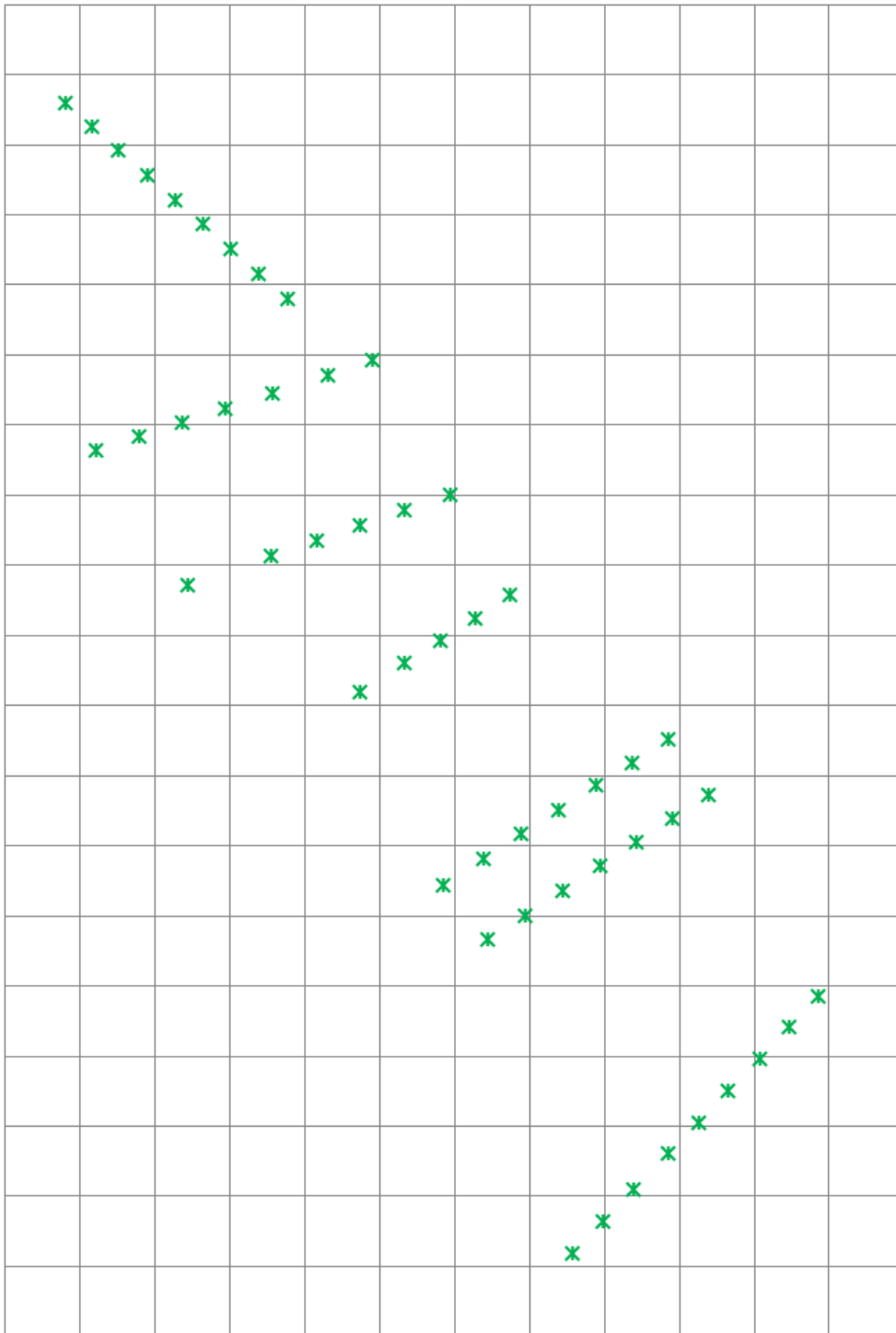


Figure 7 2015 Wind Turbine Layout

10.3 Impact Assessment

The overall impact of the 2015 wind farm layout will be less than the impact of the previous layout. This is because there are fewer wind turbines and because the turbines are further away from the LOFAR array of antennae.

Each of the main potential interference mechanisms has been considered.

10.3.1 Emissions

Any impact from emissions will be reduced because:

- The distance between the wind turbines and the antennae has increased. This means that emitted signals will be weaker at LOFAR antennae as signal strength weakens with distance from the signal source.
- There are fewer turbines. This means there will be fewer sources of electrical noise adding to the overall background noise level.

10.3.2 Obstruction

Any impact from obstruction¹⁴ losses will be reduced because:

- The volume of obstructed space will be reduced because turbines are further from the antennae meaning that the vertical angle subtended will reduce.
- The volume of obstructed airspace will be reduced because there are fewer wind turbines

10.3.3 Reflections

Any impact from reflections will be reduced because:

- The magnitude of reflections from individual wind turbines will reduce because the turbines are further from the LOFAR antennae.
- There are fewer turbines meaning that the cumulative level of reflected signals will reduce.

10.3.4 Overall Impact


Any impact of the 2015 wind turbine layout will be smaller than any impact of the previously assessed layout.


10.3.5 Mitigation


The mitigation options identified in Section 8 of this report remain valid for the revised 2015 wind farm layout.

¹⁴ Shadowing or diffraction losses

APPENDIX A CARRIER TO INTERFERENCE CALCULATIONS

Carrier Interference Ratio Calculation 3D [CarrierInterference3D01]			
Calculation Number		6439A-CI01	
Pondera Consult			
LOFAR Radio Analysis			
Radar Cross Section		1000	
Turbine	66	Radio System	
Easting	360715	Frequency (Hz)	100000000
Northing	5867581	Wavelength (m)	2.997
Hub Height aod	141		
Antenna 1		Antenna 2	
Hoogemilde Transmitter		CS002-CLBA	
Easting	325375	Easting	356772
Northing	5864600	Northing	5864952
Height aod	214.5	Height aod	5.7
		Distance	
Antenna 1 - 2		31399.7	
Antenna 1 - WT		35465.6	
Antenna 2 - WT		4741.0	
Net Antenna Interference Rejection (dB)		0	
Amount by which forward gain exceeds interference path gain. Enter 0 for Isotropic			
RCS Factor		31.5	
Main Signal (Path Loss, dB)		-102.4	
Reflected Signal 1 (Path Loss, dB)		-103.4	
Diffraction Loss to Carrier (dB)		-10	
Diffraction Loss to Interference (dB)		0	
Reflected Signal 2 (Path Loss, dB)		-86.0	
CIR (dB)		45.6	
		Tool last updated 03/10/06 Copyright © 2012 Pager Power Limited	

Carrier Interference Ratio Calculation 3D [CarrierInterference3D01]			
Calculation Number		6439A-CI02	
Pondera Consult			
LOFAR Radio Analysis			
Radar Cross Section		1000	
Turbine	61	Radio System	
Easting	Northing	Frequency (Hz)	Wavelength (m)
358555	5866210	100000000	2.997
Hub Height aod	140		
Antenna 1		Antenna 2	
Hoogemilde Transmitter		CS002-CLBA	
Easting	Northing	Easting	Northing
325375	5864600	356772	5864952
Height aod	214.5	Height aod	5.7
		Distance	
Antenna 1 - 2		31399.7	
Antenna 1 - WT		33219.1	
Antenna 2 - WT		2186.3	
Net Antenna Interference Rejection (dB)		0	
Amount by which forward gain exceeds interference path gain. Enter 0 for Isotropic			
RCS Factor	31.5		
Main Signal (Path Loss, dB)	-102.4		
Reflected Signal 1 (Path Loss, dB)	-102.9		
Diffraction Loss to Carrier (dB)	-10		
Diffraction Loss to Interference (dB)	0		
Reflected Signal 2 (Path Loss, dB)	-79.2		
CIR (dB)	38.3		
		Tool last updated 03/10/06 Copyright © 2012 Pager Power Limited	

Carrier Interference Ratio Calculation 3D [CarrierInterference3D01]			
Calculation Number		6439A-CI01	
Pondera Consult			
LOFAR Radio Analysis			
Radar Cross Section		1000	
Turbine	48	Radio System	
Easting	Northing	Frequency (Hz)	Wavelength (m)
360534	5873239	100000000	2.997
Hub Height aod	137		
Antenna 1		Antenna 2	
Hoogemilde Transmitter		CS002-CLBA	
Easting	Northing	Easting	Northing
325375	5864600	356772	5864952
Height aod	214.5	Height aod	5.7
		Distance	
Antenna 1 - 2		31399.7	
Antenna 1 - WT		36204.9	
Antenna 2 - WT		9101.9	
Net Antenna Interference Rejection (dB)		0	
Amount by which forward gain exceeds interference path gain. Enter 0 for Isotropic			
RCS Factor	31.5		
Main Signal (Path Loss, dB)	-102.4		
Reflected Signal 1 (Path Loss, dB)	-103.6		
Diffraction Loss to Carrier (dB)	-10		
Diffraction Loss to Interference (dB)	0		
Reflected Signal 2 (Path Loss, dB)	-91.6		
CIR (dB)	51.4		
		Tool last updated 03/10/06 Copyright © 2012 Pager Power Limited	

APPENDIX B SHIELDING CALCULATION SHEET

Diffraction Loss Calculation					
Drentse Monden Wind Farm					
Frequency (GHz)	0.12				
Wavelength (m)	2.49827				
			1	2	3
Distance from Antenna 1 to blocking point (m)	100000	100000	100000		
Distance from Antenna 2 to blocking point (m)	2182	2182	2182		
Height of blocking point (m)	135	3	3		
	v	2.613899	0.058087	0.058087	
	J dB	21.2524	6.536052	6.536052	
	jv (Loss Factor)	11.55101	2.12228	2.12228	
Shielding Loss	Jmin(v)	-0.24793			
	Jav(v)	3.453061			

APPENDIX C FORMULAE

Equation A1.1 – Standard Deviation of signal strength variability in flat urban areas

Standard Deviation over a large area

$$\sigma_L = 5.25 + 0.42 \log(f/100) + 1.01 \log^2(f/100) \text{ dB}$$

f – Frequency (MHz)

σ_L – Standard Deviation (dB)

Valid from 100MHz to 3000MHz

Source ITU-R P1406

Equation A1.2 – Free Space Path Loss

Basic transmission loss between isotropic antennae

$$L = 32.45 + 20 \log f + 20 \log d \text{ dB}$$

f - Frequency (MHz)

d – distance (km)

L – Path Loss (dB)

Source ITU Handbook

Equations A1.3 – Radio C/I Ratio due to Wind Turbine Reflection

Carrier to Interference Ratio

$$C = P_t + G_t + G_r - 20 \log \left(\frac{4\pi d}{\lambda} \right) \text{ dB}$$

A1.6.1

$$I = P_t + G_t - 20 \log \left(\frac{4\pi d_1}{\lambda} \right) - 20 \log \left(\frac{4\pi d_2}{\lambda} \right) + G_r - \Delta G + 10 \log \left(\frac{4\pi \sigma}{\lambda^2} \right) \text{ dB}$$

A1.6.2

$$C/I \text{ Ratio} = C - I \text{ dB}$$

A1.6.3

$$C/I \text{ Ratio} = -20 \log \left(\frac{4\pi d}{\lambda} \right) + 20 \log \left(\frac{4\pi d_1}{\lambda} \right) + 20 \log \left(\frac{4\pi d_2}{\lambda} \right) - 10 \log \left(\frac{4\pi \sigma}{\lambda^2} \right) \text{ dB}$$

For isotropic antennae A1.6.4

C – Direct path signal strength at receiver (dB)

I – Strength of interference signal at receiver (dB)

Pt – Transmitter Power (dBm)

Gt – Transmitter Antenna Gain (dB)

Gr – Receiver Antenna Gain (dB)

d – Distance between transmitter and receiver (m)
d1 – Distance between transmitter and wind turbine (m)
d2 – Distance between receiver and wind turbine (m)
 σ - Radar cross section (m^2)
 λ – Wavelength (m)
 ΔG – Receiver discrimination (dB) 0 for Isotropic antennae

Source Equations A1.6.1 and A1.6.2 The establishment of guidelines for the installation of wind turbines near radio systems, HS Dabis and RJ Chignell
Source Equations A1.6.3 and A1.6.4 derived by author from A1.6.1 and A1.6.2

APPENDIX D BIBLIOGRAPHY

1. Manning, Trevor, **Microwave radio transmission design guide**, Artech House inc, 1999
2. BBC, **The impact of large buildings and structures (including wind farms) on terrestrial televisions reception**
3. International Telecommunications Union, **Attenuation in vegetation**, Recommendation ITU-R P833-4, 2003
4. International Telecommunications Union, **Assessment of impairment caused to television reception by a wind turbine**, Recommendation ITU-R BT805*, 1992
5. Bacon, DF, **A proposed method for establishing an exclusion zone around a terrestrial fixed radio link outside of which a wind turbine will cause negligible degradation of the radio link performance**, Radio Communications Agency, 2002
6. International Telecommunications Union, **Propagation data and prediction methods required for the design of terrestrial line-of-sight systems**, Recommendation ITU-R P530-10, 2001
7. International Telecommunications Union, **Propagation by diffraction**, Recommendation ITU-R P526-13, 2013
8. International Telecommunications Union, **Protection of the radio astronomy service from spurious emissions**, Recommendation ITU-R RA611-4, 2006

BIJLAGE 17





NOTITIE

Dhr. M. ten Klooster
Pondera Consult bv
Postbus 579, 7550 AN Hengelo

DATUM: 1 september 2015
ONS KENMERK: 14-807/15.02699/RjaJo
UW KENMERK: E-mail met opdrachtbevestiging, d.d. 12 november 2014
AUTEUR: R.J. Jonkvorst MSc.
PROJECTLEIDER: drs H.A.M. Prinsen
STATUS: definitief
CONTROLE: drs H.A.M. Prinsen

Natuurtoets van voorkeursalternatief Windpark De Drentse Monden - Oostermoer, provincie Drenthe

1. Aanleiding

Windpark Oostermoer B.V., Duurzame Energieproductie Exloërmond en Raedthuys Windenergie B.V. ontwikkelen op dit moment een grootschalig windpark, genaamd windpark De Drentse Monden - Oostermoer, te ontwikkelen in de gemeenten Borger-Odoorn en Aa en Hunze in Noordoost-Drenthe. Voor dit project wordt op dit moment een milieueffectrapport opgesteld.

In het MER staat welke effecten op milieu te verwachten zijn van de twee hoofdalternatieven en twee varianten. Mede op basis van het MER nemen de ministers van Economische Zaken en van Infrastructuur en Milieu een besluit over het te realiseren voorkeursalternatief (VKA). Hiervoor wordt dan een rijksinpassingsplan opgesteld. Er zijn verschillende achtergrondrapporten opgesteld, waarin per (milieu)aspect (o.a. landschap, natuur, leefomgevingskwaliteit) een effectbeschrijving en mogelijke mitigerende en/of compenserende maatregelen zijn opgenomen. In de natuurtoets voor Windpark De Drentse Monden - Oostermoer (Jonkvorst *et al.* 2015) zijn de effecten op beschermde natuurwaarden van de verschillende alternatieven/varianten beschreven, maar het VKA is hierbij nog niet beschouwd. Onderhavige notitie betreft een aanvulling op voornoemde natuurtoets en beschrijft de effecten van het VKA op beschermde natuurwaarden. Hierbij is rekening gehouden met natuurwetgeving en is onderzocht hoe de bouw en het gebruik van de geplande windturbines in het VKA zich verhoudt tot de:

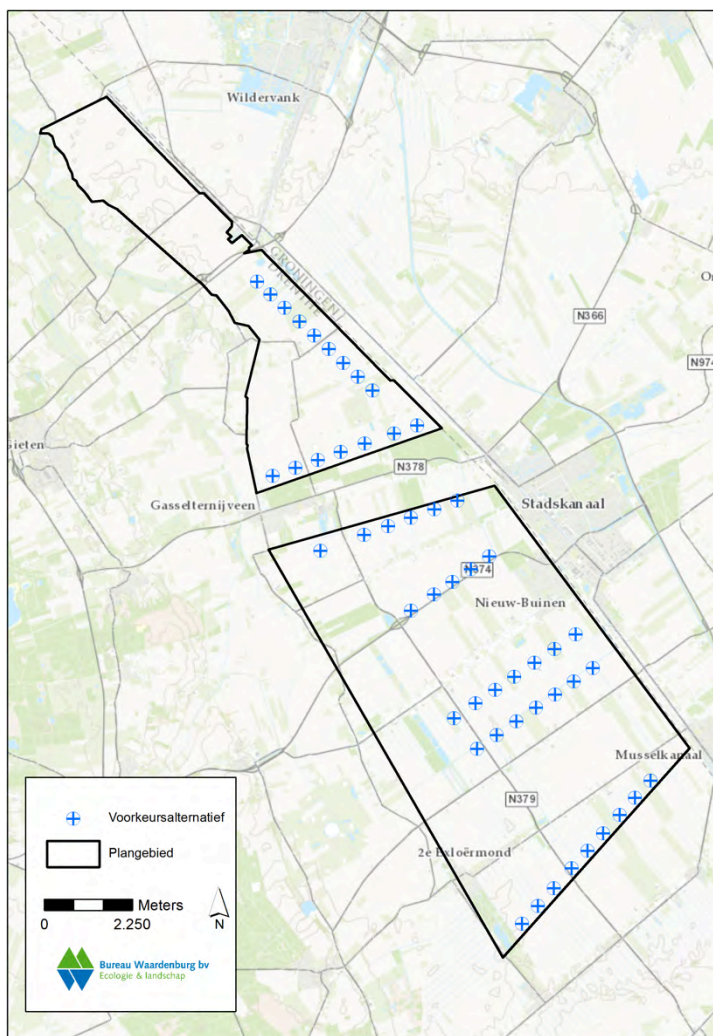
- Flora- en faunawet (Ffwet);
- Natuurbeschermingswet 1998 (Nbwet);
- Natuurnetwerk Nederland (voormalig EHS);
- Provinciaal beleid.

Onderhavige notitie dient in samenhang met de natuurtoets (Jonkvorst *et al.* 2015) gelezen te worden.

2 Inrichting windpark in het voorkeursalternatief

Het geplande Windpark De Drentse Monden - Oostermoer bestaat uit twee deelgebieden. De hoofdalternatieven en varianten worden behandeld in de natuurtoets (Jonkvorst *et al.* 2015). Het Voorkeursalternatief (VKA) bestaat uit 16 turbines in Oostermoer en 34 turbines in Drentse Monden (figuur 1). Deze zijn verdeeld over zeven lijnopstellingen.

In de hoofdalternatieven in het MER is uitgegaan van een ashoogte van minimaal 119 meter en maximaal 139 meter en de diameter van de rotor minimaal 112 meter en maximaal 122 meter. Het VKA is gebaseerd op windturbines met een ashoogte van 139 meter en een rotordiameter van 122 meter. Daarnaast is onderzocht wat de effecten zijn bij het vergroten van de windturbines tot een ashoogte van 145 meter en rotordiameter van 131 meter (zie tabel 1).



Figuur 1 Plangebied voor Windpark De Drentse Monden - Oostermoer, provincie Drenthe, en posities windturbines volgens voorkeursalternatief.

Tabel 1 *Overzicht technische gegevens voorkeursalternatief van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer. Het vermogen per turbine is indicatief en niet relevant voor de ecologische effectbepaling.*

	aantal turbines	rotordiameter (m)	ashoogte (m)	vermogen per turbine (MW)
Drentse Monden - Oostermoer	50	112-131	119-145	c. 3

3 Aanpak beoordeling in het kader van de natuurwetgeving

De aanpak voor de beoordeling in het kader van de natuurwetgeving is gebaseerd op de werkwijze die beschreven is in de natuurtoets (H3 in Jonkvorst *et al.* 2015).

4 Beschermde gebieden en afbakening onderzoek

De achtergrondgegevens die gebruikt zijn voor het bepalen van relevante beschermde gebieden in en nabij het plangebied zijn gebaseerd op de uitgangspunten uit de natuurtoets (H4 in Jonkvorst *et al.* 2015).

5 Materiaal en methoden

De bepaling en beoordeling van effecten op beschermde natuurwaarden zijn bepaald cf. de werkwijzen in de natuurtoets (H5 in Jonkvorst *et al.* 2015).

6 Aanwezigheid beschermde soorten

De achtergrondgegevens die gebruikt zijn voor het bepalen van de aanwezigheid van beschermde soorten in en nabij het plangebied zijn gebaseerd op de uitgangspunten uit de natuurtoets (H6, H7 en H8 in Jonkvorst *et al.* 2015).

7 Effectbepaling

7.1 Effecten op Vogels

Effecten in de aanlegfase

Tijdens de aanleg van het windpark zijn verschillende effecten op vogels mogelijk. Vogelaanvaringen zijn dan nog niet mogelijk, maar verstoring als gevolg van geluid, beweging en trillingen kan wel optreden. Er moeten ontsluitingswegen worden aangelegd of verbreed, er wordt geregeld heen en weer gereden met vrachtwagens en personenauto's, gewerkt met draglines en grote kranen, mogelijk worden funderingen voor de windturbines geheid, en in het veld wordt heen en weer gelopen door landmeters en bouwers. Zo kunnen bouwwerkzaamheden leiden tot de verstoring van vogels en de

vernietiging of verstoring van hun nesten en/of eieren. Op beperkte schaal kunnen deze werkzaamheden ook (tijdelijk) habitatverlies opleveren voor vogels. De effecten in de aanlegfase op nesten en/of eieren van vogels worden, in het kader van de Ffwet, nader beschreven in §11.1 van Jonkvorst *et al.* (2015). Hieronder wordt ingegaan op verstoring in de aanlegfase van de vogels zelf.

De versturende invloed op rustende en foeragerende vogels die uitgaat van de hiervoor genoemde activiteiten moet minstens zo groot worden ingeschat als die van de aanwezigheid van de windturbines, maar bestrijkt een groter gebied. Daar staat tegenover dat het een tijdelijke verstoring betreft, die alleen optreedt in de periode waarin de werkzaamheden worden uitgevoerd.

Vanwege de grootschaligheid van het geplande windpark zal de realisatie van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer gefaseerd plaatsvinden. Op dit moment is nog niet duidelijk wanneer ieder afzonderlijk onderdeel van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer gerealiseerd zal worden. Voor vogels is het echter gedurende de werkzaamheden vanwege de fasering mogelijk om elders in (de directe omgeving van) het plangebied een alternatieve foerageer- of rustplek te benutten als ze tijdens een bepaalde fase op een bepaalde plek verstoord worden. Er is daarom geen sprake van maatgevende verstoring: vogels zullen niet per se (de directe omgeving van) het plangebied verlaten zodat in dit geval ook geen verslechtering van de kwaliteit van het leefgebied optreedt.

Het VKA scoort iets beter dan de twee hoofdalternatieven (A en B) en scoort vergelijkbaar met de twee varianten (AI en BI) omdat minder verstoring plaatsvindt van de open akkerbouwgebieden in het westen van De Drentse Monden. Deze gebieden zijn in het broedseizoen van belang voor akkervogels (zie hoofdstuk 6 in Jonkvorst *et al.* 2015). Ook liggen in het westelijk deel van De Drentse Monden enkele vloeivelden die 's winters van belang zijn als slaapplek en drinkplek voor grotere aantallen ganzen en zwanen. Deze gebiedsdelen liggen buiten de invloedssfeer van het VKA.

Aanvaringslachtoffers in de gebruiksfase (bespreking in het kader van Ffwet)

Op basis van resultaten van slachtofferonderzoeken in bestaande windparken in Nederland en België is voor windpark De Drentse Monden – Oostermoer een inschatting te maken van de totale jaarlijkse vogelsterfte als gevolg van aanvaringen met de windturbines. Gemiddeld vallen in Nederland en België in een windpark ongeveer 20 vogelslachtoffers per turbine per jaar (Winkelman 1989, 1992, Musters *et al.* 1996, Baptist 2005, Schaut *et al.* 2008, Everaert 2008, Krijgsveld *et al.* 2009, Krijgsveld & Beuker 2009, Beuker & Lensink 2010, Verbeek *et al.* 2012). Afhankelijk van onder andere het aanbod aan vogels en de intensiteit van vliegbewegingen in de omgeving van een windpark, de configuratie van het windpark en de afmetingen van de windturbines, varieert dit aantal in Nederland en België van minimaal een enkel tot maximaal enkele tientallen slachtoffers per turbine per jaar.

Het rotoroppervlak van de grootste windturbines die voorzien zijn voor Windpark De Drentse Monden - Oostermoer is anderhalf tot twee maal groter dan de grootste turbines

waarvan in Nederland en België tot nu toe resultaten van slachtofferonderzoek beschikbaar zijn. Grotere rotoren beslaan een groter oppervlak, waardoor de kans dat vogels in het risicovlak van de rotor van een turbine vliegen ook iets groter is. Tegelijkertijd is er bij de nu geplande turbines door de relatief hoge ashoogte relatief veel ruimte onder de rotorbladen. Daardoor zullen veel van de lokale vliegbewegingen onder het rotoroppervlak plaatsvinden en dus buiten de 'risicozone'. Daarnaast is de ruimte tussen grotere turbines ook groter, waardoor vogels makkelijker tussen de turbines door kunnen vliegen en zodoende een passage van het rotorvlak kunnen vermijden. Het is niet met zekerheid te zeggen in hoeverre het samenspel van bovengenoemde factoren zal leiden tot een stijging of afname van het aantal vogelslachtoffers per turbine in Windpark De Drentse Monden - Oostermoer ten opzichte van turbines waarbij eerdergenoemde onderzoeken in Nederland en België hebben plaatsgevonden. Op basis van deskundigenoordeel wordt voor Windpark De Drentse Monden - Oostermoer een lager aantal slachtoffers per windturbine per jaar voorspeld dan gemiddeld in de voornoemde slachtoffer-onderzoeken is gevonden. Ten opzichte van de referenties, die vooral in vogelrijke kustgebieden zijn gelegen, vliegen namelijk binnen het plangebied gemiddeld duidelijk minder vogels (met name tijdens de seizoenstrek, maar ook lokale vliegbewegingen). Het deskundigenoordeel is daarom dat het aantal slachtoffers in windpark De Drentse Monden – Oostermoer ruim onder het voornoemde gemiddelde van 20 slachtoffers per windturbine per jaar zal liggen, in ordegrootte maximaal een tiental per windturbine per jaar.

Het beperkte verschil in turbinegrootte tussen het VKA en de hoofdalternatieven en varianten, getoetst in de natuurtoets, zal niet leiden tot een duidelijk verschil in het aantal slachtoffers per windturbine per jaar. Voor windpark De Drentse Monden – Oostermoer is ten aanzien van het VKA daarom in voorliggende notitie ook uitgegaan van een gemiddeld aantal van 10 slachtoffers per windturbine per jaar.

Het aantal vogelslachtoffers dat voor het VKA wordt voorspeld ligt daarmee in de ordegrootte van 500 slachtoffers per jaar (tabel 2). Dit is inclusief seizoenstrekken en lokaal talrijke soorten, zoals meeuwen. Ter vergelijking zijn hier ook de resultaten opgenomen voor de hoofdalternatieven en de varianten uit de natuurtoets (Jonkvorst *et al.* 2015). Het VKA en de hoofdalternatieven en de varianten zijn niet of nauwelijks onderscheidend voor wat betreft het totaal aantal aanvaringslachtoffers onder vogels.

Bovenstaande schatting van ordegrootte aantal aanvaringslachtoffers (enkele honderden exemplaren) voorziet niet in een verdeling van het aantal slachtoffers over verschillende soortgroepen. Wel kan op basis van het voorkomen van soorten in het plangebied, het gebiedsgebruik door deze soorten en beschikbare kennis over aanvaringskansen van verschillende soortgroepen, een inschatting gemaakt worden van de soorten die naar verwachting relatief vaak of juist minder vaak slachtoffer zullen worden van een windpark in het plangebied (zie ook §9.2.2 van de natuurtoets). Hieronder worden, met het oog op de Ffwet respectievelijk Nbwet, de relevante soort(groep)en uitgelicht. Ten behoeve van de Ffwet ontheffingsaanvraag wordt in een aparte rapportage nog nader onderbouwd welke soorten op jaarbasis als aanvaringslachtoffer in het windpark verwacht mogen worden.

Tabel 2 Ordegrootte van het aantal aanvaringslachtoffers per jaar per windturbine en voor het gehele Windpark De Drentse Monden - Oostermoer. Weergegeven is het resultaat per alternatief (VKA, A en B) en voor varianten AI en BI. Het aantal aanvaringslachtoffers per turbine is ingeschat door middel van vergelijking met resultaten van slachtofferonderzoeken in bestaande windparken in Nederland en België. In deze vergelijking is rekening gehouden met de locatie van het windpark, de aanwezigheid van vogels en de intensiteit van vliegbewegingen op deze locatie, de configuratie van het windpark en de afmetingen van de windturbines.

alternatief/ variant	totaal aantal windturbines	slachtoffers per turbine per jaar	totaal aantal slachtoffers per jaar
voorkeursalternatief (VKA)	50	±10	±500
alternatief A	85	±10	±850
alternatief B	77	±10	±770
variant AI	63	±10	±630
variant BI	57	±10	±570

Wilde zwaan

De omgeving van het plangebied is met name van belang voor ganzen en zwanen als niet-broedvogels (H6 in Jonkvorst *et al.* 2015). Naast de effecten op soorten waarvoor instandhoudingsdoelen gelden vanuit Natura 2000 (zie hieronder) is de wilde zwaan de enige soort waarvan (nationaal) belangrijke aantallen in het gebied voorkomen. Het zijn in absolute zin lage aantallen, echter gezien de beperkte populatieomvang van de wilde zwaan in Nederland, zijn de aantallen relatief belangrijk. Het overgrote deel van de wilde zwanen foerageert ten oosten van het beoogde windpark (zie H6 in Jonkvorst *et al.* 2015). Deze zwanen slapen vooral in de Veenhuizerstukken buiten het plangebied en passeren tijdens vluchten van en naar deze slaappleaats niet de geplande windturbines. Het is echter niet uit te sluiten dat een klein deel van deze zwanen het Zuidlaardermeer als slaappleaats gebruikt en tijdens de slaaptrek het windpark Oostermoer passeert. Daarnaast vinden kleine aantallen vliegbewegingen in het plangebied van windpark De Drentse Monden plaats van wilde zwanen die in de vloeivelden bij Buinerveen slapen.

Het berekende aantal aanvaringslachtoffers komt voor wilde zwaan uit op <1 aanvaringslachtoffer per jaar. Er zal door het VKA dus hooguit incidenteel een individu slachtoffer worden van een aanvaring met een windturbine in Windpark De Drentse Monden - Oostermoer. Het VKA onderscheidt zich hierin niet van de hoofdalternatieven en de varianten uit het MER (zie Jonkvorst *et al.* 2015 voor aannames en rekenwijze).

Eenden

Binnen het plangebied en omgeving komen voornamelijk wilde eenden voor. Het betreft maximaal enkele honderden exemplaren per dag. Dit zijn in relatieve zin (ten opzichte van veel andere gebieden in Nederland) lage aantallen. Vliegbewegingen komen voornamelijk in de donkerperiode voor. Hierbij zullen op jaarbasis hooguit enkele exemplaren slachtoffer worden van een aanvaring met een windturbine in Windpark De Drentse Monden - Oostermoer. Het VKA onderscheidt zich hierin niet van de hoofdalternatieven en de varianten uit het MER.

Meeuwen

Binnen het plangebied en omgeving komen in het winterhalfjaar vooral kokmeeuw en stormmeeuw voor. Het betreft maximaal honderden exemplaren per dag. Dit zijn in relatieve zin (ten opzichte van veel andere gebieden in Nederland) lage aantallen. Vliegbewegingen komen voornamelijk in de lichtperiode voor. Hierbij zullen op jaarbasis hooguit enkele tot maximaal een tiental exemplaren slachtoffer worden van een aanvaring met een windturbine in Windpark De Drentse Monden - Oostermoer. Het VKA onderscheidt zich hierin niet van de hoofdalternatieven en de varianten uit het MER.

Vogels op seizoenstrek

Seizoenstrek vindt over het algemeen op grote hoogte plaats waardoor het aanvaringsrisico voor vogels met windturbines dan relatief laag is. Bepaalde weersomstandigheden, zoals sterke tegenwind of mist, kunnen er wel voor zorgen dat de vlieghoogte van vogels op trek afneemt, waardoor het risico op een aanvaring toeneemt. Vanwege het relatief grote aantal vogels dat tijdens seizoenstrek het plangebied passeert, zullen tijdens dergelijke risicovolle omstandigheden grotere aantallen vogels met de windturbines kunnen botsen, vooral in het donker wanneer de windturbines minder goed zichtbaar zijn.

Op jaarbasis worden naar schatting enkele honderden aanvaringslachtoffers onder vogels verwacht (zie tabel 2). Het overgrote deel van deze slachtoffers zal vallen onder vogels tijdens hun seizoenstrek. Het gaat hierbij om een groot aantal soorten, op basis van deskundigenoordeel trekken jaarlijks minimaal vele tientallen soorten over het plangebied. Voor algemene soorten, die in zeer grote aantallen het plangebied passeren, zoals lijsters, worden op jaarbasis per soort tientallen tot enkele honderden vogels slachtoffer van een aanvaring met een windturbine in het geplande windpark. Voor schaarse soorten, die in kleine aantallen het plangebied passeren, zoals roerdomp, kwartel en ransuil, zal jaarlijks <1 individu slachtoffer worden van een aanvaring met een windturbine in het windpark. Voor dergelijke soorten betreft het incidentele sterfte¹. Het VKA onderscheidt zich hierin niet van de hoofdalternatieven en de varianten uit het MER.

Aanvaringslachtoffers in de gebruiksfase (bespreking in het kader van Nbwet)

Voor soorten waarvoor het Zuidlaardermeergebied en het Bargerveen als Natura 2000-gebieden zijn aangewezen en die tevens een relatie hebben met het plangebied (kleine zwaan, toendrarietgans en kolgans), zou een toename van sterfte als gevolg het gebruik van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer, een verstorend effect kunnen hebben op de grootte van de populaties in deze Natura 2000-gebieden. Om die reden is door middel van het Flux-Collision Model (zie bijlage 4 Jonkvorst *et al.* 2015) voor deze Natura 2000-soorten een soortspecifieke inschatting gemaakt van het aantal slachtoffers. Gezien de onzekerheden en noodzakelijkerwijs te maken extrapolaties, moet dit worden gezien als een *worst-case* schatting van de orde grootte en niet als een exacte voorspelling. Een overzicht van de gehanteerde getallen (o.a. aanvaringskansen) en aannames is opgenomen in paragraaf 5.1.2 in Jonkvorst *et al.* (2015). Doordat voor het VKA een *range* aangehouden wordt voor zowel de ashoogte als de rotordiameter (zie tabel 1), is ten

¹ Oftewel een 'verwaarloosbare kleine kans op sterfte als gevolg van het project', zie uitspraak ABRS van 8 februari 2012 in zaaknr. 201100875/1/R2.

behoefte van de slachtofferberekeningen een VKA (min.) en een VKA (max.) opgenomen (tabel 3). De minimum variant betreft turbines met een hoge as (145 m) en een kleine rotor (112 m), de maximum variant betreft turbines met een lage as (119 m) en een grote rotor (131 m). De in het MER onderzochte VKA varianten vallen binnen deze range, de resultaten in tabel 3 gelden daarmee ook voor de in het MER onderzochte VKA varianten. Ter vergelijking zijn hier ook de resultaten opgenomen voor de hoofdalternatieven en de varianten uit de natuurtoets (Jonkvorst *et al.* 2015).

Het berekende aantal aanvaringslachtoffers voor soorten met instandhoudingsdoelen voor het Natura 2000-gebied **Zuidlaardermeergebied** komt voor kleine zwaan voor alle varianten uit op (ruim) <1 aanvaringslachtoffer per jaar (tabel 3). Dit is te beschouwen als incidentele sterfte. Van de toendrarietganzen en de kolganzen die binding hebben met het Natura 2000-gebied Zuidlaardermeergebied, zal jaarlijks van beide soorten hooguit een tiental respectievelijk enkele individuen slachtoffer kunnen worden van een aanvaring met een windturbine in windpark De Drentse Monden – Oostermoer (tabel 3). Het merendeel van deze slachtoffers kunnen worden toegerekend aan het deelgebied Oostermoer, het deelgebied De Drentse Monden ligt grotendeels buiten de actieradius van de ganzen uit het Zuidlaardermeer.

Van de toendrarietganzen die binding hebben met het Natura 2000-gebied **Bargerveen** zullen jaarlijks enkele individuen slachtoffer kunnen worden van een aanvaring met een windturbine in het deelgebied De Drentse Monden (tabel 3). Het deelgebied Oostermoer ligt buiten de actieradius voor rietganzen uit het Bargerveen.

Gezien de aannames in de berekening is het niet verantwoord om op basis van de geringe verschillen in de voorspelde aantallen aanvaringslachtoffers (beide ganzensoorten en kleine zwaan) op dit aspect onderscheid te maken tussen het VKA en de hoofdalternatieven en de varianten uit het MER.

*Tabel 3 Berekend aantal aanvaringslachtoffers voor toendrarietgans, kolgans en kleine zwaan voor het VKA (twee varianten, zie tekst) en de twee hoofdalternatieven en twee varianten van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer. In de tabel is onderscheid gemaakt naar slachtoffers onder rietganzen afkomstig uit het Bargerveen (slachtoffers alleen in deelgebied De Drentse Monden) en het Zuidlaardermeergebied (slachtoffers vooral in deelgebied Oostermoer). Berekeningen zijn uitgevoerd met het Flux-Collisionmodel (zie bijlage 4 in Jonkvorst *et al.* 2015 en tekst voor toelichting).*

alternatief/ variant	# turbines	totaal aantal slachtoffers toebedeeld aan Natura 2000-gebied:			
		Bargerveen rietgans	Zuidlaardermeer rietgans	kolgans	kleine zwaan
VKA (min)	50	3	5	2	<1
VKA (max)	50	5	7	3	<1
A	85	12	8	3	<1
B	77	11	7	1	<1
AI	63	10	8	3	<1
BI	57	8	7	1	<1

Verstoring in de gebruiksfase (bespreking in het kader van Ffwet)

Ten gevolge van het geluid, de bewegingen en/of de fysieke aanwezigheid van (draaiende) windturbines kunnen vogels verstoord worden. Door de versturende werking wordt het leefgebied in de directe omgeving van windturbines minder geschikt. Hierdoor kunnen vogels een bepaald gebied rond de windturbine c.q. het windpark verlaten. De verstoringafstand verschilt per soort. Ook de mate waarin vogels verstoord worden verschilt tussen soorten. Dergelijke effecten zijn met name aangetoond voor rustende vogels, maar ook voor foeragerende watervogels (zie bijlage 3 in Jonkvorst *et al.* 2015).

Broedvogels

Uit onderzoek is gebleken dat windturbines in het algemeen slechts in beperkte mate een versturende invloed hebben op vogels die broeden (zie bijlage 3 in Jonkvorst *et al.* 2015). Bij veel soorten zijn in het geheel geen versturende effecten in de broedperiode aangetoond, en waar dat wel het geval is zijn de effectafstanden geringer dan die buiten de broedperiode. Doordat vogels doorgaans in ruimtelijk verspreide territoria voorkomen zijn de aantallen beïnvloede vogels daarnaast veelal kleiner. De (zeer) beperkte verstoringseffecten in de gebruiksfase van het windpark zullen de gunstige staat van instandhouding van landelijk algemene(re) broedvogelsoorten niet beïnvloeden.

Rode Lijstsoorten

In het plangebied broeden circa 23 soorten vogels geregeld (meer dan incidenteel) die op de Rode Lijst zijn opgenomen (§6.1 in Jonkvorst *et al.* 2015). Van deze soorten broeden elf soorten niet of nauwelijks binnen 200 meter van de voorgenomen windturbineopstellingen. Dit omdat de soorten kerkuil, steenuil, boerenzwaluw, grauwe vliegenvanger, huiszwaluw en huismus voor een belangrijk deel afhankelijk zijn van bebouwing voor hun nestlocaties. Bebouwing ontbreekt in de directe nabijheid van de voorgenomen windturbineopstellingen. Hetzelfde geldt voor de soorten zomertortel, koekoek, kneu, ringmus en spotvogel die afhankelijk zijn van begroeiing voor hun nestlocatie (of in het geval van koekoek, soorten die als pleegouder in begroeiing nestelen, zoals heggenmus en kleine karekiet). Doordat begroeiing niet voorkomt in de directe nabijheid van de voorgenomen windturbineopstellingen betekent dat er voor deze soorten geen sprake zal zijn van een verstoring of vernietiging van broedplaatsen door de aanwezigheid van de windturbines. Dit geldt voor alle alternatieven/varianten, inclusief het VKA.

Van de negen Rode Lijst-soorten die broeden in het open akkerland zijn de grauwe kiekendief en paapje slechts een incidentele broedvogel. Voor de koekoek, die in open akkerbouwgebieden bijvoorbeeld graspieper als pleegouder kan kiezen, geldt dat de dichtheden laag zijn. Voor de zes overige soorten akkerbroedvogels van de Rode Lijst in het plangebied (grutto, patrijs, kwartel, veldleeuwerik, graspieper en gele kwikstaart) broedt maar een zeer klein deel van de Nederlandse populatie (enkele tot maximaal enkele tientallen paren) in de mogelijke verstoringzone rondom de opstellingslocaties (maximaal 100-200 meter voor de meeste vogelsoorten in de broedtijd, zie bijlage 3 in Jonkvorst *et al.* 2015) van de geplande windturbineopstellingen. Er is daarom met zekerheid geen effect op gunstige staat van instandhouding van de landelijke populaties van betrokken soorten. Hetzelfde geldt voor de drie Rode Lijstsoorten die gebonden zijn aan water, te weten slobbeend, wintertaling en zomertaling.

Verstoring in de gebruiksfase (bespreking in het kader van Nbwet)

Zoals in §6.3 in Jonkvorst *et al.* (2015) is weergegeven is de omgeving van het plangebied van belang als foerageergebied voor met name toendrarietgans en kleine en wilde zwaan. Door de aanwezigheid van het beoogde Windpark De Drentse Monden - Oostermoer (en de mogelijk versturende werking van de windturbines) kan het agrarisch gebied in de directe omgeving van de windturbines minder geschikt worden als foerageergebied voor deze soorten. Dit betekent mogelijk een afname van het totale areaal aan potentieel beschikbaar leefgebied en draagkracht voor deze soorten. Dit heeft vervolgens mogelijk een effect op de nabijgelegen Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeergebied en Bargerveen dat o.a. voor toendrarietgans en of kleine zwaan is aangewezen.

In §9.3.2 in Jonkvorst *et al.* (2015) is onderzocht hoe de afname van potentieel foerageergebied zich verhoudt tot het totaal aan potentieel beschikbaar foerageergebied in de ruime omgeving van beide Natura 2000-gebieden.

Uit de berekeningen van de alternatieven en varianten blijkt dat er in de regio een ruim overschot is aan potentiële foerageercapaciteit (tabel 9.4 in Jonkvorst *et al.* 2015). Door de ruime marge aan overcapaciteit heeft het geen meerwaarde om dit verschil op soortniveau weer te geven. Voor de soorten toendrarietgans, kolgans en kleine zwaan treden geen wezenlijke versturende effecten op als gevolg van de geringe afname van ongestoord foerageergebied door het gebruik van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer. Het VKA bestaat uit minder turbines dan waar in de berekeningen van is uitgaan, oftewel in alle situaties is sprake van een ruim overschot.

Barrièrewerking in de gebruiksfase (bespreking in het kader van Nbwet)

In algemene zin is er sprake van een effectieve barrière als vogels door een windpark-opstelling hun voedsel- of rustgebied niet kunnen bereiken of dergelijke gebieden in belangrijke mate minder functioneel worden. In het voorkeursalternatief (VKA) is dit nauwelijks het geval. Binnen het windpark zijn voldoende mogelijkheden om uit te wijken (bijvoorbeeld gaten in de opstellingen in deelgebied Oostermoer, ruimte tussen lijnopstellingen in deelgebied De Drentse Monden) zonder dat dit tot grote energetische verliezen leidt. Hierdoor blijven belangrijke foerageergebieden (o.a. Hunzedal en akkerbouwgebieden ten oosten van het windpark) alsmede slaapplaatsen (o.a. Zuidlaardermeer, Veenhuizerstukken, vloeivelden) goed bereikbaar. Met name in deelgebied De Drentse Monden, kunnen noord-zuid (en vice versa) vliegbewegingen wel enige hinder ondervinden van de voornamelijk oost-west georiënteerde lijnopstellingen. Vogels zullen tot enkele kilometers moeten omvliegen als zij een of meerdere lijnopstellingen willen ontwijken, maar dit leidt niet tot het onbereikbaar worden van foerageer- of rustgebieden.

Conclusie effecten op vogels

De resultaten van de bepaling van effecten van het VKA op vogels komen overeen met de resultaten van de effectbepaling van de alternatieven en varianten in de natuurtoets (zie

H11 in Jonkvorst *et al.* 2015). Het VKA is voor dit aspect niet of nauwelijks onderscheidend.

7.2 Vleermuizen

Aanvaringsslachtoffers in de gebruiksfase (bespreking in het kader van Ffwet)

In zijn algemeenheid geldt het volgende. In Nederland is de kans het grootst dat de ruige dwergvleermuis, de gewone dwergvleermuis en de rosse vleermuis als slachtoffer van een aanvaring met een windturbine zullen worden gevonden. Dit zijn de zogenaamde risicosoorten als het om aanvaringen met windturbines gaat, omdat deze soorten regelmatig op rotorhoogte vliegen (zie bijlage 5 in Jonkvorst *et al.* 2015). De kans op slachtoffers is naar verwachting het grootste op locaties met hoge dichtheden aan vleermuizen. Dit is op locaties in of nabij kraamkolonies of op locaties met voor vleermuizen aantrekkelijke landschapselementen voor foerageren of zich langs voort te bewegen (o.a. opgaande beplanting en water). Verder is het type landschap bepalend voor het risico op slachtoffers.

Over technische aspecten van windturbines (o.a. rotordiameter, ashoogte, tussenafstand) in relatie tot risico's op aanvaringsslachtoffers onder vleermuizen is (nog) vrijwel niets bekend. Deze technische aspecten worden in onderhavige beoordeling dan ook niet als onderscheidend criterium meegenomen.

Aanwezigheid risicosoorten in plangebied

In het plangebied komen drie vleermuissoorten voor die met name risico lopen om als aanvaringsslachtoffer te vallen bij windturbines, te weten: de gewone dwergvleermuis, de ruige dwergvleermuis en de rosse vleermuis (zie ook hoofdstuk 7 in Jonkvorst *et al.* 2015). Overige vleermuissoorten die in het plangebied voorkomen, worden hier buiten beschouwing gelaten, omdat ze niet als risicosoorten worden beschouwd (zie bijlage 5 in Jonkvorst *et al.* 2015).

Van risicosoorten komt de gewone dwergvleermuis in de hoogste aantallen voor in het plangebied. De ruige dwergvleermuis komt in lagere aantallen voor. Rosse vleermuizen komen hooguit zeer incidenteel in het plangebied voor. Daarom wordt ingeschat dat de kans op aanvaringsslachtoffers onder rosse vleermuizen in het plangebied verwaarloosbaar is.

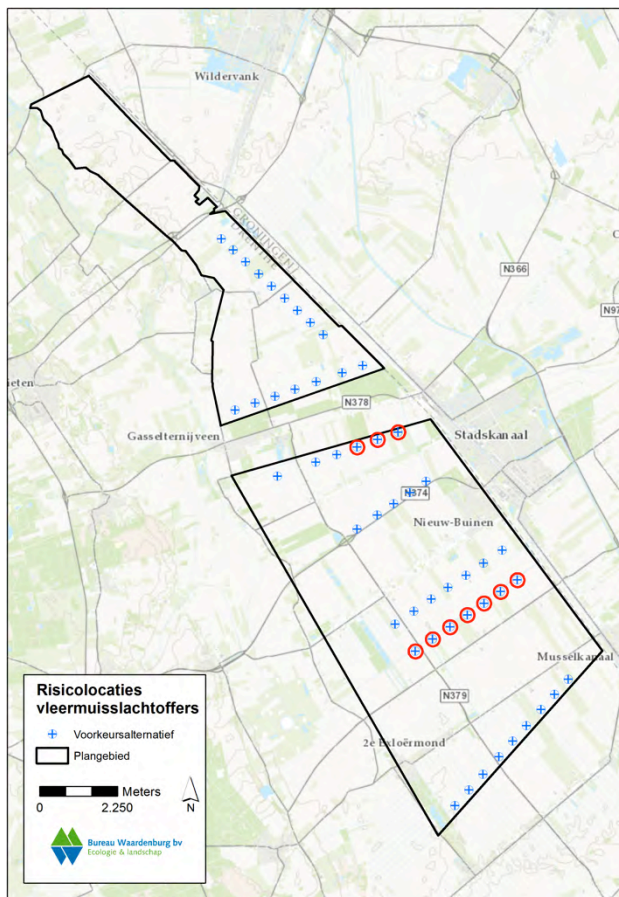
Op nationale schaal bezien komen de gewone dwergvleermuis en de ruige dwergvleermuis vrij schaars voor in het plangebied (zie ook Hoofdstuk 7; Korsten *et al.* (2013). Lokaal kunnen er wel locaties zijn met hogere dichtheden vleermuizen ('hot spots'). De absolute aantallen zijn dan nog steeds laag te noemen met elders in Nederland; hierop wordt in de volgende paragraaf nader ingegaan.

Risicolocaties

Op grond van literatuurgegevens, kennis over het landschapsgebruik van vleermuizen in het algemeen en de door ons vastgestelde verspreidingspatronen in het plangebied, delen we de turbinelocaties in twee categorieën in, op basis van het verwachte aantal aanvaringsslachtoffers (zie figuur 2):

- Locaties met een middelmatig aantal slachtoffers: de Dreefleiding en de vaart aan de noordkant van de Gasselternijveensche Dreef, plus een zone van 200 m rond deze gebieden (zie hieronder);
- Locaties met een laag aantal slachtoffers: de overige locaties.

De locaties met middelmatig aantal slachtoffers betreft locaties die binnen een straal van 200 meter van actueel foerageergebied staan. De zone van 200 meter is gebaseerd op aanbevelingen in de literatuur (o.a. Winkelman *et al.* 2008, Rydell *et al.* 2012). De grens daarvan kan niet beschouwd worden als een harde grens, waarbij aan de ene kant van de grens veel slachtoffers vallen en aan de andere kant substantieel minder. De zone is een soort veiligheidszone, die tot uitdrukking brengt dat de vleermuisactiviteit vanaf een 'hot spot' geleidelijk afneemt en tevens rekening houdt met een mogelijke aantrekking van vleermuizen door de windturbines.



Figuur 2 Locaties van windturbines in het VKA met middelmatig aantal aanvaringsslachtoffers (rood omcirkeld) en laag aantal aanvaringsslachtoffers (overige).

Schatting van het aantal slachtoffers

Het aantal aanvaringsslachtoffers onder vleermuizen bij Windpark De Drentse Monden - Oostermoer wordt bij benadering bepaald, zoals gebruikelijk is voor dit soort onderzoek; exacte berekeningen zijn op grond van de beschikbare gegevens en de huidige kennis niet mogelijk. De schattingen van het aantal slachtoffers zijn gebaseerd op aantallen

vleermuisslachtoffers die gevonden zijn in Noordwest-Duitsland, waar het landschap (open agrarisch gebied) en de vleermuisfauna vergelijkbaar is met het plangebied. Op jaarbasis zijn in Noordwest-Duitsland per windturbine 0-3 vleermuisslachtoffers gevonden (Rydell *et al.* 2012).

Op basis van bovenstaande gegevens gaan we er in deze studie vanuit dat voor de locaties met middelmatig aantal slachtoffers, zoals gedefinieerd in §10.1.4 in Jonkvorst *et al.* (2015), op jaarbasis het maximum van 3 vleermuisslachtoffers per jaar valt (*worst case* situatie). Voor de overige locaties wordt het risico op slachtoffers als zeer laag ingeschat, voor de berekening wordt uitgegaan van gemiddeld 0,3 slachtoffers per windturbine per jaar (10x zo laag maar niet nul, dit is het deskundigenoordeel). Gezien het open karakter en de ligging van het plangebied zijn maximale ordegroottes van slachtoffers per windturbine (zie bijlage 5 in Jonkvorst *et al.* 2015), zoals gevonden worden langs de kust en in bosgebieden, uit te sluiten.

Het totaal aantal vleermuisslachtoffers dat voor het VKA van het Windpark De Drentse Monden - Oostermoer per jaar naar schatting zal vallen is weergegeven in tabel 4. Het gaat hierbij om enkele tientallen vleermuisslachtoffers per jaar (alle soorten samen). Ter vergelijking zijn hier ook de resultaten opgenomen voor de hoofdalternatieven en de varianten uit de natuurtoets (Jonkvorst *et al.* 2015).

Tabel 4 Schatting van het aantal vleermuisslachtoffers op jaarbasis van het Windpark De Drentse Monden - Oostermoer voor de hoofdalternatieven (A en B), de twee varianten (AI en BI) en het VKA. Windturbines in de categorie 'middel', zijn in figuur 2 (VKA) en in Jonkvorst et al. (2015) in de figuren 10.1 t/m 10.4 (alternatieven en varianten) rood omcirkeld.

	Risico categorie	# Turbines	# slachtoffers / turbine / jaar	# slachtoffers / jaar
VKA	Middel	10	3	30
	Laag	40	0,3	12
				totaal 42
alternatief A	Middel	17	3	51
	Laag	68	0,3	20
				totaal 71
alternatief B	Middel	18	3	54
	Laag	59	0,3	18
				totaal 72
Variant AI	Middel	9	3	27
	Laag	54	0,3	16
				totaal 43
Variant BI	Middel	9	3	27
	Laag	48	0,3	14
				totaal 41

De getallen in tabel 4 moeten gelezen worden als een eerste raming op basis van gegevens die een onzekerheidsmarge hebben. Het geeft een orde van grootte aan, die

gebruikt kan worden om effecten te duiden. Het VKA onderscheidt zich niet of nauwelijks van de hoofdalternatieven en de varianten uit het MER.

In het plangebied komen twee soorten vleermuizen voor met een (relatief) grote kans om slachtoffer te worden van windturbines, namelijk gewone dwergvleermuis en ruige dwergvleermuis (zie §10.1.3 in Jonkvorst *et al.* 2015). Op basis van hun voorkomen in het plangebied wordt aangenomen dat 75% van de slachtoffers gewone dwergvleermuizen zijn en 25% ruige dwergvleermuizen, ofwel circa 32 gewone dwergvleermuizen en circa 10 ruige dwergvleermuizen.

Effecten op de gunstige staat van instandhouding van populaties

In §10.1.6 in Jonkvorst *et al.* (2015) worden effecten van de hoofdalternatieven en varianten op de gunstige staat van instandhouding van de relevante populatie (oftewel lokale populatie volgens een netwerkstructuur) van de gewone dwergvleermuis en ruige dwergvleermuis bij de gevonden sterftepercentages (maximaal 1,2% respectievelijk 0,8% van de jaarlijkse natuurlijke sterfte) uitgesloten. Het VKA heeft een additioneel sterftepercentage van maximaal 0,7% (zie tabel 5), en ligt daarmee ook onder de 1%-mortaliteitsnorm, zodat effecten op de relevante populatie zijn uitgesloten.

Tabel 5 *Inschatting van de bijdrage van de extra sterfte van het VKA van het Windpark De Drentse Monden – Oostermoer aan de totale sterfte van de gewone dwergvleermuis en ruige dwergvleermuis, voor verschillende stralen R van de catchment area (in km) en een gemiddelde dichtheid van 8 resp. 2,4 vleermuizen/km² (zie Jonkvorst et al. 2015). In de onderste rij betekent 1: extra sterfte is gelijk aan 1% van de jaarlijkse natuurlijke sterfte.*

Voorkeursalternatief	R = 30	R = 40	R = 50
Oppervlakte (km ²)	2.828	5.028	7.856
Populatie gewone dwergvleermuizen	22.624	40.224	62.848
Jaarlijkse sterfte (20%)	4.525	8.045	12.570
1% grens	45	80	126
Max sterfte in windpark (n)	32	32	32
Sterfte in windpark t.o.v. 1% grens	0,71	0,40	0,25
Populatie ruige dwergvleermuizen	6.787	12.067	18.854
Jaarlijkse sterfte (33%)	2.240	3.982	6.222
1% grens	22	40	62
Max sterfte in windpark (n)	10	10	10
Sterfte in windpark t.o.v. 1% grens	0,45	0,25	0,16

8 Effectbeoordeling

8.1 Flora- en faunawet (Ffwet)

De resultaten van de beoordeling van effecten van het VKA (twee varianten, zie inleiding) op beschermde soorten komen overeen met de resultaten van de beoordeling van effecten van de alternatieven en varianten in de natuurtoets (zie H11 in Jonkvorst *et al.* 2015).

Deze toetsing aan de Ffwet kan als volgt worden samengevat. In de onderstaande opsomming zijn alleen die soorten opgenomen, jegens welke (mogelijk) verbodsbepalingen worden overtreden en (mogelijk) een ontheffing nodig is.

Vogels

- Zonder mitigatie kunnen de werkzaamheden in de aanlegfase leiden tot overtreding van art. 11 Ffwet, het verbod op het verstoren of aantasten van in gebruik zijnde nestplaatsen van vogels, en art. 12, het verbod op het doden van jongen of eieren van vogels. In §8.4 zijn mitigerende maatregelen uitgewerkt.
- Op dit moment zijn er geen jaarrond beschermde nestplaatsen bekend die op of nabij de geplande windturbinelocaties of toegangswegen zijn gelegen. Voor aanvang van de werkzaamheden dient gericht onderzoek te bevestigen dat deze situatie nog steeds actueel is. Mogelijk is dan alsnog ontheffing nodig, hoewel op voorhand mag worden aangenomen dat de desbetreffende vogels (o.a. buizerd) voldoende alternatieve nestlocaties in de directe omgeving hebben.
- In de gebruiksfase is er een risico op aanvaringsslachtoffers. Dit leidt tot additionele sterfte, die relatief ten opzichte van de landelijke populaties van betrokken soorten (o.a. wilde eend, meeuwen, lijsters, spreeuw) van beperkte omvang is en de gunstige staat van instandhouding van betrokken soorten niet in het geding brengt.

Vleermuizen

- In de aanlegfase van het windpark worden ten aanzien van vleermuizen geen verbodsbepalingen overtreden.
- In de gebruiksfase van het windpark kan sterfte optreden van gewone dwergvleermuis en ruige dwergvleermuis als gevolg van aanvaringen met de draaiende rotorbladen. Het aantal slachtoffers ligt, zonder preventieve maatregelen, voor alle alternatieven/varianten, inclusief het VKA, in de orde grootte van tientallen vleermuizen per jaar (alle soorten samen).
- Effecten op de gunstige staat van instandhouding van de relevante populaties van beide soorten worden uitgesloten voor alle alternatieven/varianten, inclusief het VKA. De sterfte als gevolg van het windpark ligt voor het VKA beneden 1% van de jaarlijkse natuurlijke sterfte.

8.2 Natuurbeschermingswet 1998 (Nbwet)

De resultaten van de beoordeling van effecten van het VKA (twee varianten, zie inleiding) met het oog op de Nbwet komen overeen met de resultaten van de beoordeling van effecten van de alternatieven en varianten in de natuurtoets (zie H12 in Jonkvorst *et al.* 2015).

Deze toetsing aan de Nbwet kan als volgt worden samengevat:

De realisatie van Windpark De Drentse Monden – Oostermoer heeft geen effecten op habitattypen of soorten van Bijlage II waarvoor Natura 2000-gebieden in de omgeving zijn aangewezen. Ook zijn er veel soorten kwalificerende broedvogels en niet-broedvogels waarvoor het optreden van effecten op voorhand kan worden uitgesloten omdat ze niet in het plangebied voorkomen (zie §4.1 in Jonkvorst *et al.* 2015). Voor de resterende kwalificerende vogelsoorten uit nabijgelegen Natura 2000-gebieden (kleine zwaan,

toendrarietgans en kolgans) is het totaaleffect van Windpark De Drentse Monden – Oostermoer verwaarloosbaar klein. Significant versturende effecten (inclusief sterfte) kunnen daarom met zekerheid worden uitgesloten (zie tabel 6).

Tabel 6 Samenvatting van de effectbeoordeling in het kader van de Nbwet van de realisatie van windpark De Drentse Monden – Oostermoer. n-brv = niet-broedvogel. 0/- = verwaarloosbaar klein effect. De scores representeren het totaaleffect van het VKA (twee varianten, zie inleiding) op de populaties van soorten waarvoor de Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeergebied en Bargerveen zijn aangewezen.

soort	broed- / niet-broedvogel	effect* aanlegfase	effect* gebruiksfase	significante effecten* uit te sluiten?
<i>Zuidlaardermeer</i>				
kleine zwaan	n-brv	0/-	0/-	ja
toendrarietgans	n-brv	0/-	0/-	ja
kolgans	n-brv	0/-	0/-	ja
<i>Bargerveen</i>				
toendrarietgans	n-brv	0/-	0/-	ja

* Verstoring en verslechtering, zie voetnoot 1 in hoofdstuk 3 in Jonkvorst et al. (2015).

8.3 Natuurnetwerk Nederland en provinciaal beleid

Effecten op het functioneren van het Natuurnetwerk Nederland in de omgeving van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer zijn uitgesloten. De wezenlijke waarden en kenmerken worden niet aangetast, ook niet wanneer rekening wordt gehouden met externe werking.

In de omgeving komen geen gebieden voor die planologische bescherming genieten als weidevogelkerngebied of als ganzenfoerageergebied. Effecten op dergelijke gebieden zijn uitgesloten.

Wel zijn binnen het plangebied gebiedsdelen planologisch beschermd als akkerfaunagebieden. Daar waar het windpark overlapt met dergelijke beleidsmatig aangewezen gebieden, zijn (beperkte) effecten op akkervogels mogelijk in de vorm van ruimtebeslag, verstoring en aanvaringsslachtoffers. De gebieden worden daardoor mogelijk minder geschikt voor broedende akkervogels. Effecten op (individuele) vogelsoorten zijn reeds beschouwd in het kader van de Flora-en Faunawet.

8.4 Mitigerende maatregelen

Flora- en faunawet

Mitigatie broedvogels

Tijdens de werkzaamheden dient verstoring van broedende vogels en vernietiging van hun nesten en eieren te worden voorkomen. Dit kan door buiten het broedseizoen te werken. Het broedseizoen verschilt per soort. Voor het broedseizoen wordt in het kader van de Ffwet geen standaard periode gehanteerd. Globaal moet rekening worden gehouden met de periode half maart tot en met half augustus.

Indien de werkzaamheden binnen dit seizoen zijn gepland kunnen deze worden uitgevoerd indien is vastgesteld dat met de werkzaamheden geen in gebruik zijnde nesten worden verstoord of vernietigd. De kans hierop wordt verkleind door voorafgaand aan het broedseizoen het plangebied voor grondbroedende of in opgaande vegetatie broedende vogels ongeschikt te maken. Bijvoorbeeld door de vegetatie rondom de locaties waar gebouwd gaat worden te maaien of geheel te verwijderen.

Literatuur

- Baptist, H., 2005. Vogelslachtofferonderzoek Roggenplaat, rapportage 2004-2005. Rapport 2005/3. Ecologisch Adviesbureau Henk Baptist, Kruisland.
- Beuker, D. & R. Lensink, 2010. Monitoring windpark windturbines Echteld. Onderzoek naar aanvaringsslachtoffers onder lokale en trekkende vogels. Rapport 10- 033. Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Everaert, J., 2008. Effecten van windturbines op de fauna in Vlaanderen. Onderzoeksresultaten, discussie en aanbevelingen. Rapporten van het Instituut voor Natuur- en Bosonderzoek 2008 (rapportnr. INBO.R.2008.44). Instituut voor Natuur- en Bosonderzoek, Brussel.
- Jonkvorst, R.J., F. van Vliet, H.A.M. Prinsen & R.R. Smits. 2015. Natuurtoets voor Windpark De Drentse Monden - Oostermoer, provincie Drenthe. Rapport. Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Korsten, A.J.H.M., E. van der Ploeg & D.E.H. Wansink. 2012. Vleermuizen in Noordoost-Drenthe. Onderzoek naar vleermuizen voor het MER Windpark Drentse Monden & Oostermoer. Rapport 12-175, Bureau Waardenburg bv, Culemborg.
- Krijgsveld, K.L., K. Akershoek, F. Schenk, F. Dijk & S. Dirksen, 2009. Collision risk of birds with modern large wind turbines. *Ardea* 97(3): 357-366.
- Krijgsveld, K.L. & D. Beuker, 2009. Vogelslachtoffers bij windpark Anna Vosdijk op Tholen. Onderzoek naar aanvaringen onder trekkende steltlopers en overwinterende smienten. Rapport 09-072. Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Musters, C.J.M., M.A.W. Noordervliet & W.J.T. Keurs, 1996. Bird casualties caused by an wind energy project in an estuary. *Bird Study* 43, 124-126.
- Rydell, J., H. Engström, A. Hedenström, J. Kyed Larsen, J. Pettersson & M. Green, 2012. The effect of wind power on birds and bats – A synthesis. Swedish Environmental Protection Agency, Stockholm.
- Schaut, C., K. Aper & C. Derde, 2008. Aanvaring van vogels met MW-windturbines in de haven van Antwerpen. Rapport 2008-CS1. Fortech Studie bvba, Vrasene.
- Verbeek, R.G., D. Beuker, J.C. Hartman & K.L. Krijgsveld, 2012. Monitoring vogels Windpark Sabinapolder. Onderzoek naar aanvaringsslachtoffers. Rapport 11-189, Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Winkelman, J.E., 1989. Vogels en het windpark nabij Urk (NOP): aanvaringsslachtoffers en verstoring van pleisterende eenden, ganzen en zwanen. RIN-rapp. 89/15. RIN, Arnhem.
- Winkelman, J.E., 1992. De invloed van de Sep-proefwindcentrale te Oosterbierum (Fr.) op vogels. 1. Aanvaringsslachtoffers. RIN-app. 92/2. IBN-DLO, Arnhem.
- Winkelman, J.E., F.H. Kirstenkas & M.J. Epe, 2008. Ecologische en natuurbeschermingsrechtelijke aspecten van windturbines op land. Rapport 1780, Alterra, Wageningen.

Voor vragen over deze notitie kunt u contact opnemen met de heer H.A.M. Prinsen.

Akkoord voor uitgave: Teamleider Bureau Waardenburg bv
drs. H.A.M. Prinsen

Paraaf:

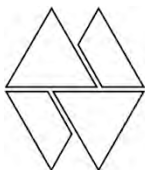


Bureau Waardenburg bv is niet aansprakelijk voor gevolgschade, alsmede voor schade welke voortvloeit uit toepassingen van de resultaten van werkzaamheden of andere gegevens verkregen van Bureau Waardenburg bv; opdrachtgever vrijwaart Bureau Waardenburg bv voor aanspraken van derden in verband met deze toepassing.

© Bureau Waardenburg bv / Pondera Consult bv

Dit rapport is vervaardigd op verzoek van opdrachtgever hierboven aangegeven en is zijn eigendom. Niets uit dit rapport mag worden vervaardigd en/of openbaar gemaakt worden d.m.v. druk, fotokopie, digitale kopie of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van de opdrachtgever hierboven aangegeven en Bureau Waardenburg bv, noch mag het zonder een dergelijke toestemming worden gebruikt voor enig ander werk dan waarvoor het is vervaardigd.

Het kwaliteitsmanagementsysteem van Bureau Waardenburg bv is door CERTIKED gecertificeerd overeenkomstig ISO 9001:2008.



Bureau Waardenburg bv
Onderzoek en advies voor ecologie en landschap

Postbus 365 4100 AJ Culemborg
Telefoon 0345 51 27 10
info@buwa.nl www.buwa.nl

BIJLAGE 18





Landschapsvisie Windenergie De Veenkoloniën

Nieuwe Energie



oude energie | turfwinning in de Veenkoloniën (Amsterdamse veld) door een persturfmachine © Afdeling Multimedia Rijkswaterstaat

Landschapsvisie Windenergie De Veenkoloniën

Nieuwe Energie

Inhoud

5	INLEIDING
	1. VERKENNING
8	Windenergie en rijksbeleid
12	De Veenkoloniën
20	Provinciaal beleid
	2. ONTWERPONDERZOEK
26	Uitgangspunten
28	Concentratie en balans
30	Varianten
42	Conclusies
44	Beoogde locaties
	3. AANBEVELINGEN
48	Aanbevelingen
52	Bronnen
53	Colofon

Inleiding

Aanleiding

Groepen van boeren, bewoners en ontwikkelaars hebben op een aantal locaties in de Veenkoloniën het initiatief genomen om te komen tot de oprichting van een windpark. In een aantal gevallen gaat het daarbij om een park van forse omvang, met een verwachte omvang van meer dan 100 MW.

Nederland kent een 'toelatingsplanologie' waarmee ruimte wordt geboden aan deze initiatieven waarbij zij wel getoetst worden door de overheid aan het beleid en de regelgeving. De initiatiefnemers zijn inmiddels gestart met het opstellen van een milieueffectrapportage. Er is een initiatief bij Veendam, langs de N33. De andere twee initiatiefnemers, van de windparken Drentse Monden en Oostermoer, hebben de krachten gebundeld.

In beide gevallen heeft de Commissie MER geadviseerd om te komen tot een integrale visie voor windenergieprojecten in het Drents-

Gronings veenkoloniale gebied (zie onder). Het bevoegd gezag heeft dit advies overgenomen in de Notitie Reikwijdte en Detail. Wel met de aanvulling dat daarbij de door de initiatiefnemers beoogde locaties voor de verschillende in dit gebied voorgenomen grootschalige windparken, als uitgangspunt worden gehanteerd.

Doel

Het doel van de voorliggende studie is invulling te geven aan de opdracht een integrale visie op te stellen conform de definitieve Notitie Reikwijdte en Detail. De visie is integraal, zij omvat de gehele Veenkoloniën. De invalshoek is het landschappelijk en cultuurhistorisch perspectief.

Status

Opdrachtgever voor de studie is Pondera Consult B.V. Pondera Consult stelt momenteel in opdracht van het Rijk een apart plan-MER op

De Commissie MER adviseert vanuit de gemeenschappelijke cultuurhistorische achtergrond en landschappelijke gelaagdheid een integrale visie te ontwikkelen voor windenergieprojecten in het Drents-Gronings veenkoloniale gebied. Hiervoor moet onderzocht worden:

- hoe de verschillende windparken samen een nieuwe structuur kunnen vormen, zodat er een herkenbaar nieuw patroon ontstaat als toevoeging op of in aansluiting met het bestaande patroon van het veenkoloniale landschap;
- de mate waarin sprake is van identiteitsverandering van het landschap gezien vanuit de historie;
- de balans van een nieuwe structuur en de 'vrije' horizon in het veenkoloniale gebied;
- op groter schaalniveau de invloed van verschillende grotere parken en het totaal effect van diverse opstellingspatronen, afstanden onderling en hoofdrichting van de verschillende parken.

Ga na of het bovenstaande in het kader van de locatieafweging aanleiding geeft tot een andere begrenzing van het plangebied.

voor het project N33 en voor het project Drentse Monden / Oostermoer. Deze visie zal onderdeel gaan uitmaken van de beide studies. In de plan-MER'en zal een brede afweging worden gemaakt waarbij naast het landschap ook andere aspecten als hinder, opbrengst en haalbaarheid een rol zullen spelen.

De studie is opgesteld vanuit het perspectief van het Rijk en begeleidt vanuit de ministeries EL&I en I&M. Tijdens het werk is er een bijeenkomst geweest met de Rijksadviseur voor het landschap en de Provinciale bouwmeesters. Hun opmerkingen hebben geleid tot aanscherpingen.

Leeswijzer

De studie bestaat uit een drietal delen. In het eerste verkennende deel van de studie wordt de ontwikkeling van windenergie in Nederland beschreven, evenals het ruimtelijk beleid rondom de opstelling van windturbines. Daarna worden de kenmerken van landschap en cultuurhistorie in de Veenkoloniën in grote lijnen in kaart gebracht.

Het tweede deel omvat een ontwerponderzoek. De eerste stap daarbij is een ontwerpstudie naar de strategie en mogelijke varianten voor de plaatsing van windturbines in het Drents-Gronings veenkoloniale gebied vanuit landschappelijk perspectief. Uit dit onderzoek worden conclusies getrokken. Deze conclusie wordt vervolgens gespiegeld met de bestaande initiatieven.

Ter afsluiting volgt als conclusie uit het onderzoek in het derde deel een aantal aanbevelingen voor de ontwikkeling van windenergie in de Veenkoloniën.

1. Verkenning



Windenergie en rijksbeleid

Historie en beleidsambitie

Na de oliecrisis van de jaren '70 neemt de belangstelling voor alternatieve energiebronnen enorm toe. Windenergie lijkt een goede optie. Van een enkel particulier initiatief in het begin van de jaren '80 wordt het vanaf de jaren '90 serieus. In 1991 wordt de Bestuursovereenkomst Landelijke Ontwikkeling van Windenergie afgesloten tussen het rijk, de windrijke provincies en enkele gemeenten. Er wordt ingezet op 1100MW in 2000². Gelijkijdig worden er door de RPD studies uitgevoerd naar nieuwe opstellingen. De studies richten zich optimistisch op mogelijkheden voor grootschalige winning, waarbij windparken met meer dan 100 turbines worden geschetst.

Eind jaren '90 blijkt het plaatsen van windturbines echter een moeizaam proces. Er is veel weerstand tegen de turbines. Het woord horizonvervuiling doet hierbij zijn intrede. Als gevolg van het verzet worden er vooral solitaire en middelgrote opstellingen gerealiseerd, de grootschalige parken worden losgelaten. In opdracht van NOVEM wordt in deze periode onderzoek gedaan teneinde de landschappelijke inpassing van de middelgrote locaties te verbeteren.

In 2000 blijkt dat het eerdere streven bij lange na niet is gehaald, in dat jaar is er een opgesteld vermogen aan windturbines van 443 MW³. Ondanks de subsidies lukt het niet om te gaan investeren in windenergie. Ook de moeizaam verlopende procedures zijn hier debet aan. Een evaluatie van het beleid leidt tot een nieuwe bestuursovereenkomst BLOW 2001. Daarbij wordt de taakstelling bijgesteld en nu over alle provincies verdeeld. Het streven wordt een vermogen van 1500MW in 2010. Die inzet was in 2007 al gehaald. Daarop werd in 2007 een nieuwe beleidsdoelstelling vastgelegd van

4000MW in 2011.

Anno 2012 produceren 2051 windturbines in Nederland 2259MW. Dat is 4,5% van de totale stroombehoefte. De verbeterde techniek van de turbines speelt een grote rol, maar vooral ook het beleid. De grote groei is vooral terug te vinden in Flevoland, Noord-Holland, Zuid-Holland en Groningen. Flevoland vertienvoudigde zijn productie tussen 2000 en 2004 naar 476MW en steekt met kop en schouders boven de andere provincies uit. In Groningen staan momenteel ruwweg 200 turbines met een totaal vermogen van 360MW, in Drenthe zijn dit een viertal turbines met een totaal vermogen van 6,8 MW. In de Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte uit 2012 is de ambitie door het Rijk opnieuw bijgesteld. Inzet is nu om in 2020 6000MW op land te winnen.

Windturbines en ruimte

Eind jaren '90 werd door veenenbos en bosch, naar aanleiding van een studie voor de NOVEM naar middelgrote opstellingen, de consequentie geschetst van een voortgaand ruimtelijke beleid⁷. Met een dergelijke strategie komen verspreid over heel Nederland windturbines te staan. De karakteristieke verschillen in de landschappen vervlakken waardoor er een zekere vervlakking of verrommeling optreedt. Wanneer nog eens kritisch naar de huidige situatie wordt gekeken rijst de vraag of het beeld uit de jaren '90 in een aantal provincies geen werkelijkheid is geworden.

Daarbij is het belangrijk om te constateren dat de huidige turbines niet meer te vergelijken zijn met die van 20 jaar terug. De grootte, zowel in de masthoogte als de rotorwdiameter, is enorm toegenomen. En de toekomstige generatie maakt nog een sprong, een maat van meer dan 120 meter masthoogte zal geen uitzondering zijn.



248MW in 1996



443MW in 2000



1192 MW in 2004



De windturbines worden torens. Dat gegeven vraagt ook om andere plaatsingsstrategieën. De turbines passen niet meer bij het boerenerf, een dergelijke koppeling levert een kleinering van de boerderij op. De turbines lijken een ruime afstand tot veel landschappelijke objecten nodig te hebben. En zo ook een koppeling aan een hele andere schaal in het landschap, aan grotere gebaren als een polderdijk, een landschappelijke regio of een kustlijn.

Een koers voor het ruimtelijk beleid

In 2007 heeft de Rijksadviseur voor het Landschap een advies uitgebracht over de plaatsing van windturbines in Nederland. De Rijksadviseur adviseert om uit te gaan van concentratiegebieden waar grote windparken geplaatst kunnen worden maar ook van vides waar geen turbines zijn toegestaan¹⁵. Daarbij wijst hij op het feit dat de turbines steeds krachtiger en vooral ook groter worden, waardoor de impact op het landschap toeneemt. Tot slot is er niet alleen een strategie nodig voor het plaatsen van nieuwe turbines, maar ook voor het vervangen van de bestaande. Er moet meer geïnvesteerd worden in het ontwerp en de beleving van opstellingen, het beleid moet zich meer gaan toespitsen op de markt en de gezamenlijke provincies moeten hun verantwoordelijkheid gaan nemen. Alleen dan kan de nieuwe taakstelling worden behaald. Na het advies uit 2007 zijn een tweetal publicaties verschenen van de Rijksadviseur waarin het onderzoek en de eerdere aanbevelingen worden vertaald naar een meer concrete aanpak. In de publicatie 'Windturbines hebben een landschappelijk verhaal nodig' wordt de plaatsingsstrategie in grote lijnen uitgezet. De kern van het betoog is daarbij dat een mooi landschapontwerp voorwaarde is voor de maatschappelijke acceptatie van windmolens¹⁴. De verhaallijn van het landschapontwerp gaat daarbij uit van:

- het optimaal concentreren van windturbines op de grote havengebonden industrieterreinen
- het koesteren van vides ofwel een duidelijke keuze waar turbines wel en waar turbines niet op hun plek zijn
- een gezicht naar de kust omdat deze provincies windrijk zijn en de zeekleipolders zich in schaal en indeling goed tot de turbines verhouden
- het water, de relatief ondiepe kust en de voormalige Zuiderzee.

De Peel en de Veenkoloniën worden in de studie aangemerkt als onderzoeksgebieden. In

de volgende publicatie 'Een choreografie van 1000 turbines' is een meer uitgewerkt Windplan opgenomen. Het windplan moet worden gezien als een verkenning naar de schaal van de opgave die er ligt bij de huidige doelstellingen en een eerste stap om de lopende windplannen onder een gemeenschappelijke noemer te brengen.

Rijkscoördinatie

Gelet op de trage besluitvormingsprocessen rondom windenergie is sinds 2009 in de Elektriciteitswet bepaald dat op windprojecten met een vermogen van meer dan 100 MW de Rijkscoördinatie­regeling van toepassing is. In de wet is vastgelegd dat de ministers van EL&I en I&M verantwoordelijk zijn voor de ruimtelijke inpassing van dergelijke grote windparken en dat de minister van EL&I de benodigde vergunningverlening coördineert. Doel van deze wettelijke regeling is om het besluitvormingsproces te versoepelen en de doorlooptijd te bekorten. Daarnaast wordt op dit moment de in de Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte aangekondigde Rijksstructuurvisie Wind op Land opgesteld. Het is de bedoeling dat laatsgenoemde visie het referentiekader gaat vormen voor meldingen van initiatiefnemers in het kader van de Rijkscoördinatie­regeling. Bij de besluitvorming omtrent de Rijksstructuurvisie wind op land zullen de eerder genoemde landschappelijke adviezen en ook deze studie worden betrokken.



Basiswindplan uit 'Een choreografie van 1000 turbines' © Atelier Rijksbouwmeester

De Veenkoloniën

Veenkoloniën

De Veenkoloniën ontleen hun naam en oorsprong aan een omvangrijke afgraving van de hier oorspronkelijk gelegen veenbodem. Het gebied van ongeveer vijftig (noord-zuid) bij vijftwintig (oost-west) kilometer ligt in noordoost Drenthe en zuidoost Groningen.

Vervening en ontginning

Wat nu aangeduid wordt als de Veenkoloniën was van oorsprong een groot hoogveencomplex dat bijzonder nat en moeilijk begaanbaar was. Dit complex, onder de naam Boertangermoeras, ontstond rond 5.000 voor Chr. en kende lange tijd vrijwel geen bewoners. Dat veranderde met de eerste ontginningen in de Middeleeuwen. Als eerste werd het randveen ontwaterd voor akkerbouw en werd er op kleine schaal turf gestoken voor eigen gebruik. In de 16e eeuw kwam de georganiseerde vervening tot ontwikkeling. Daarbij werd gebruik gemaakt van de Friese methode die uitgaat van kanalen en

wijken. Aanvankelijk concentreerde de vervening zich langs veenstroom de Hunze, waarover de turf werd afgevoerd richting de stad Groningen. De aanwezigheid van het veencomplex, gecombineerd met een groeiende behoefte aan brandstof in Groningen en het westen van het land, maakte de economische ontwikkeling van de regio mogelijk. In de zeventiende, achttiende en negentiende eeuw nam de vervening een hoge vlucht met de aanleg van forse kanalen voor ontwatering en goederentransport. Nadat de concurrentiepositie van turf als brandstof snel afnam in de twintigste eeuw naderde de vervening zijn einde.

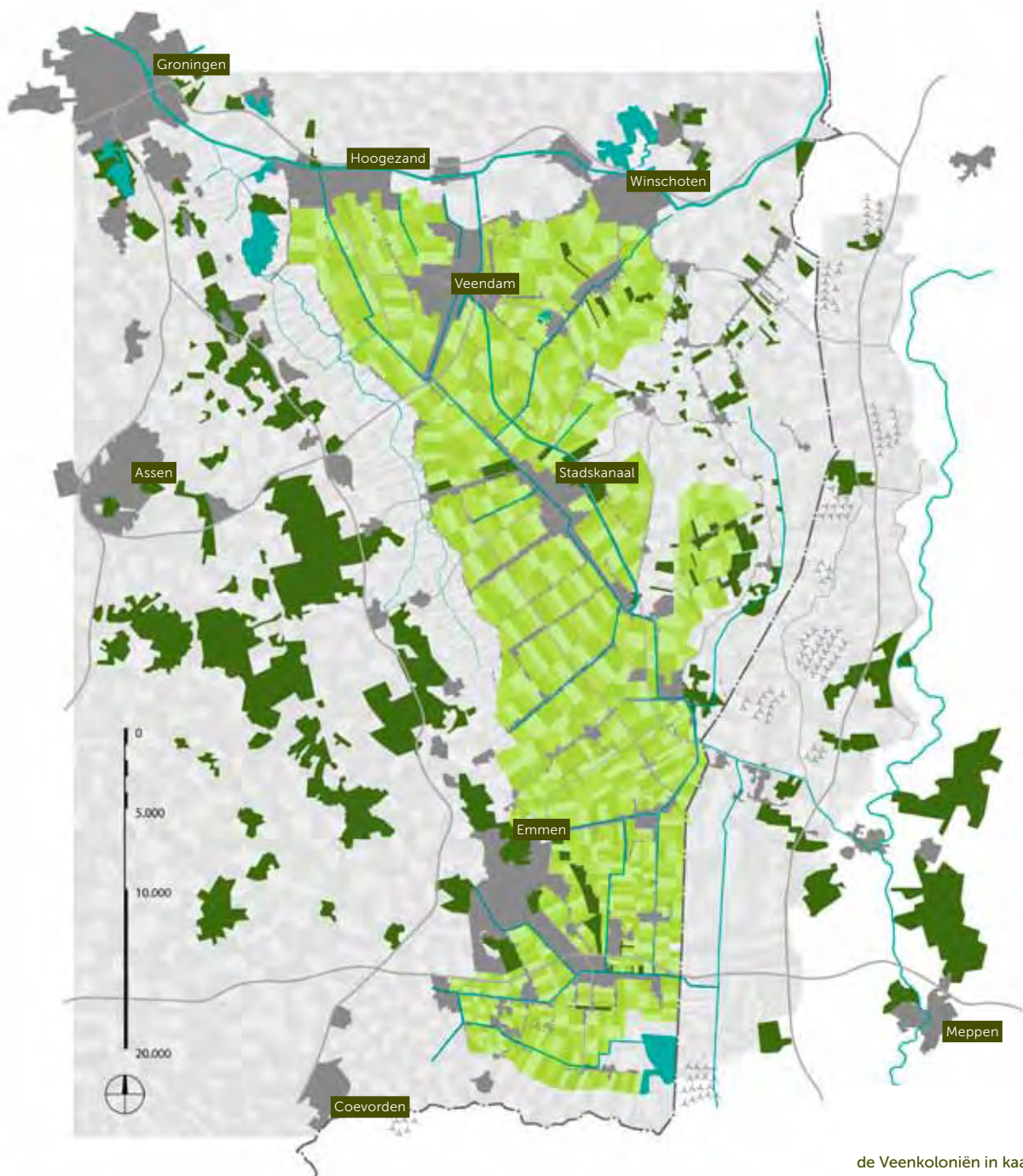
Identiteit en karakter

Het karakter van het landschap van de Veenkoloniën wordt nu sterk bepaald door het dominante agrarische gebruik en het sterk rationele karakter van de ontginning. De ontgonnen gronden werden in gebruik genomen voor de landbouw. Daarbij is de



De grootschalige landbouw in de kamers geeft de Veenkoloniën een sterke agrarische identiteit en een wisselend seizoenbeeld

-  Plangebied landschapsvisie
-  Bebouwing
-  Bos
-  Wegen
-  Water
-  Nationale grens



de Veenkoloniën in kaart

akkerbouw en met name de aardappelteelt dominant. De akkerbouw zorgt voor een sterk wisselend seizoensbeeld. Het op productie gerichte karakter van het landschap wordt versterkt door de rationele verkaveling. De percelen zijn ruim, de verkaveling kent een grote mate van herhaling. Dit komt voort uit het georganiseerde karakter van de ontginning. De woningen en boerderijen liggen van oorsprong bijna allemaal in lintvormige nederzettingen, langs de kanalen of op de rand. In de loop der jaren zijn deze linten verdicht en met kleine buurten uitgebreid. De opzet van de linten varieert door het hele gebied. Er zijn eenzijdige, tweezijdige maar ook dubbele linten. De relatie met het omliggende land is sterk afhankelijk van deze opzet. In de eenzijdige linten is er altijd zicht op het land. In verschillende linten zijn er doorzichten tussen de woningen of boerderijen naar de omringende gronden. Ander keren zijn de linten zo opgezet en ook dicht bebouwd dat de omliggende landerijen niet in beeld komen.

In de linten staan meestal bomen langs de wegen. De linten en de beplante wegen vormen ruimtelijk grote kamers waarbinnen de landbouw plaatsvindt. Deze kamers zijn ruim van opzet, in enkele gevallen hebben ze een lengte van meer dan tien kilometer. Voor Nederlandse begrippen is het landschap van de Veenkoloniën dan ook zeer open en in schaalgrootte vergelijkbaar met de noordoostelijke en zuidwestelijke kustgebieden.

De ervaring van de Veenkoloniën gebeurt voor veel mensen niet of niet enkel vanuit de woning of de linten. Er zijn verschillende provinciale wegen gerealiseerd die belangrijke routes vormen voor de bewegingen door het gebied. Die wegen snijden door de open kamers en de verkaveling.

Veendam vormt het centrum van de Groninger Veenkoloniën. Veendam kreeg, naast de bebouwingslinten, een echt centrum omdat hier verschillende vaarten samenkomen. Al vroeg werd bij deze kern ook industrie gevestigd. Stadskanaal vormt een tweede regionaal



bebouwde en beplante linten vormen kaders voor kamers



de kamers zijn weids en open, in enkele gevallen tot 7 kilometer in lengte of breedte



kernen en linten



kamers



enkel lint

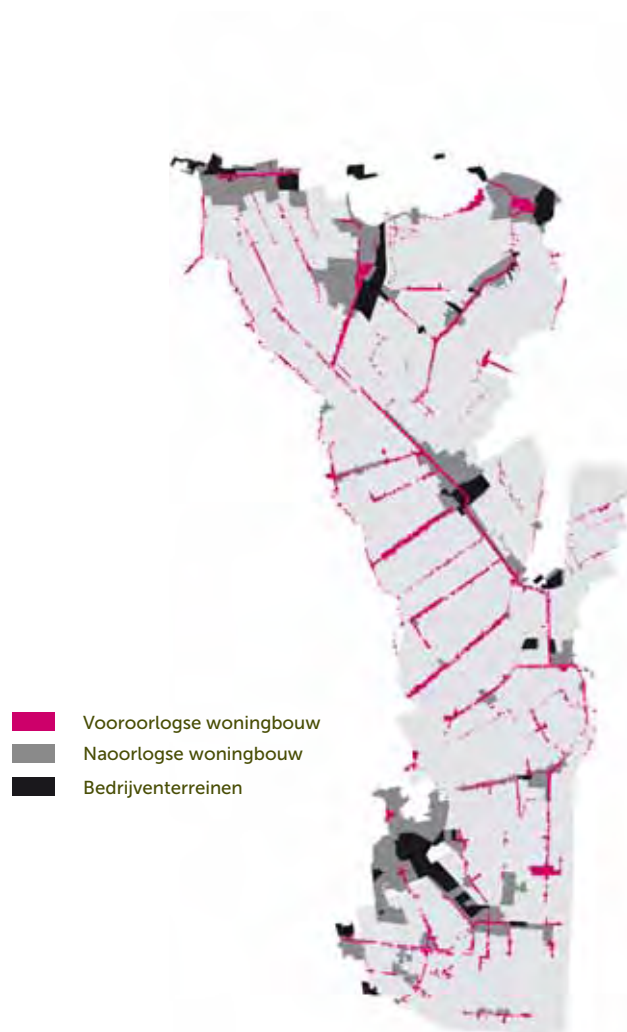


dubbel lint met kanaal

centrum in de koloniën. De oorsprong van deze stad ligt in een dichte lintbebouwing langs het belangrijkste kanaal in de koloniën, het Stadskanaal. Emmen vormt tot slot het centrum van het zuidelijk deel van de Veenkoloniën. Emmen ligt aan de voet van de Hondsrug, op de scheiding van veen en zand.

In de tweede helft van de vorige eeuw groeide deze kernen sterk uit. De turfwinning was voorbij en de aan de agrarische sector gebonden industrie met onder andere de fabricage van strokarton had het zwaar. De regio werd in die tijd middels een actieve industriepolitiek gesteund door de Rijksoverheid. Verschillende grote nederlandse bedrijven als ENKA en Phillips openden in de regio een fabriek. De steden groeiden sterk door de bouw van nieuwe woonwijken. De relatie met de oorspronkelijke lintbebouwing was bij deze uitbreidingen niet meer aanwezig.

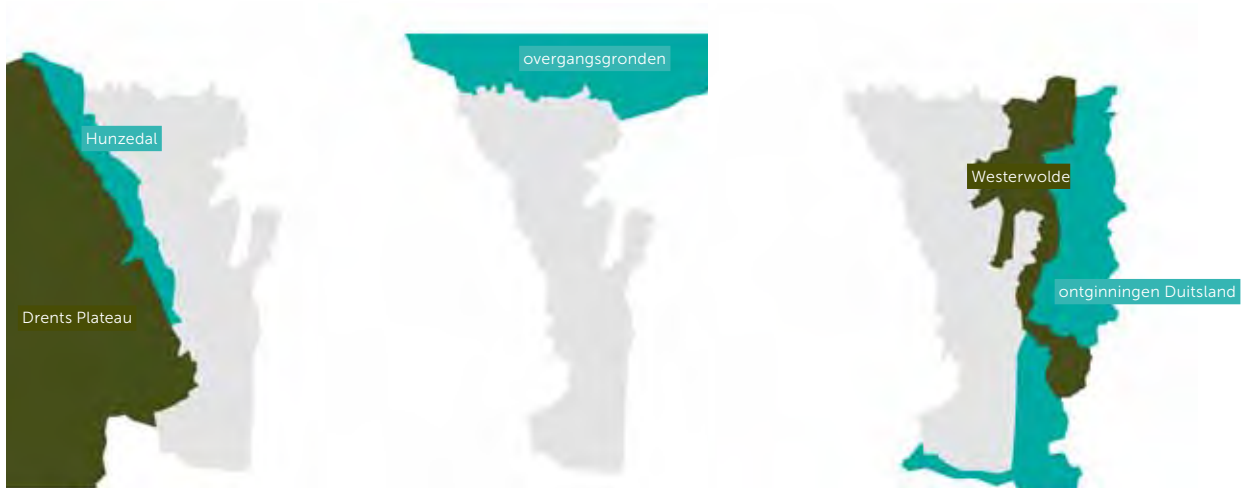
Tegenwoordig is Emmen de grootste industriekern van Noord-Nederland en qua inwoneraantal de tweede gemeente van het Noorden. In Veendam ontwikkeld zich de Oostboog, een langs de provinciale weg N33 gelegen omvangrijk bedrijventerrein.



woningbouw en bedrijventerreinen

Randen

Aan de westzijde vormt het Hunzedal samen met de bosrijke en hoger gelegen Hondsrug de begrenzing van de Veenkoloniën. Het Hunzedal heeft een iets gevarieerder landschapsbeeld dan de koloniën, bij de overgang naar het Drents Plateau vormt de beboste en hoger gelegen Hondsrug een duidelijke grens. Aan de noordzijde gaan de koloniën geleidelijk over in de Groningse zeekleipolders. Aan de oostzijde ligt Westerwolde met daar achter de Duitse veengebieden. Westerwolde kent door de andere bodemgesteldheid een veel kleinschaliger en afwisselend landschapsbeeld. Ook de meeste gronden in Duitsland kennen, ondanks dat deze deel uitmaakten van hetzelfde Bourtangermoeras, een heel andere geschiedenis en daarmee een ander landschapsbeeld. Ze zijn veel onregelmatiger in hun verkaveling, er staat veel meer beplanting, het wegenpatroon is fijner en de linten zijn dunner in hun bebouwing. Daardoor is er geen sprake van een ruimtelijk dominante opbouw in grote kamers.



Ten westen: Drents Plateau en Hunzedal

Ten noorden: overgangsgronden naar de zeeklei

Ten oosten: Westerwolde en niet-koloniale ontginningen

Delen en verschillen

Ondanks de eenduidige geschiedenis van de Veenkoloniën hebben historische bestuurlijke verschillen en toenemende schaalvergroting van de ontginning gezorgd voor enige variatie in het landschap. Daardoor kan er binnen de overkoepelende veenkoloniale identiteit onderscheid gemaakt worden in een drietal deelgebieden. In de noordelijke punt van de Veenkoloniën ligt het gebied wat we Groninger Vaarten noemen, waar in de zeventiende eeuw de eerste grote, georganiseerde verveningen in de regio plaatsvonden. Dit gebeurde aanvankelijk vanuit Pekela en Hoogezand en strekte langzaam op naar het midden van het veencomplex, richting Bareveld. Het landschap bestaat uit kernen met ontginningslinten als uitlopers en heeft een relatief onregelmatig verkavelingspatroon dat doorsneden is door vele waterlopen. Ten zuiden van de Groninger Vaarten liggen de Drentse Monden in het midden van het voormalig veencomplex. De Drentse Monden zijn gekoppeld aan de ontwikkeling van het Groningse Stadskanaal, dat gereed kwam in 1856. Het is de meest regelmatige en grootschalige vervening in de koloniën en wordt getypeerd door de enkele dan wel dubbele linten die evenwijdig aan elkaar lopen. Dit levert een serie van strak bekaderde kamers op die de ruimtelijke beleving van de regio creëren. In de zuidelijk punt van de Veenkoloniën ligt het gebied wat we Emmer Blokken noemen, een landschap dat gevormd werd door een reeks van relatief kleinschalige verveningen uit de dertiende tot twintigste eeuw. Door de uiteenlopende periodes waarin deze verveningen plaatsvonden is er een onregelmatig en geblokt landschap ontstaan, dat getypeerd wordt door wisselende verkavelingsrichtingen waar linten en bosranden als kader werken.

Er is dus verschil in de regelmaat en de maatvoering van het landschap en ook in de opbouw van de lintbebouwing is dit terug te vinden. Tegelijk zijn de ruimtelijke overeenkomsten als gevolg van de oorsprong van het landschap die ligt in een veenontginning en het huidige agrarische gebruik sterk.



Groninger Vaarten



Drentse Monden



Emmer Blokken



Provinciaal beleid

Landschapsbeleid

De Veenkoloniën liggen deels in de provincie Groningen en deels in de provincie Drenthe. Beide provincies hebben een eigen visie op het landschapsbeleid dat op punten overeenkomstig is, maar verschillend kaartbeeld toont. De provincie Groningen⁹ stuurt in zijn aanpak op het onderscheid in de typologie van het landschap. Als kwaliteiten van het veenkoloniaal landschap noemt zij de waterlopen, grootschalige openheid, duisternis en stilte. Naast de landschapstypen onderscheid zij uiteenlopende kernkarakteristieken. Als karakteristiek van de Veenkoloniën rond

Hoogezand, Veendam en de Pekela's wordt vooral gewezen op de aanwezigheid van de waterlopen.

De provincie Drenthe⁸ richt zich direct op de kernkwaliteiten in het landschappelijke beeld. Rond het veenkoloniaal gebied geeft zij als belangrijke kwaliteiten aan: het contrast tussen de besloten, hoog gelegen Hondsrug enerzijds en het Hunzedal en de Veenkoloniën anderzijds, de openheid van de kamers en de aanwezige lintbebouwing.

Legenda

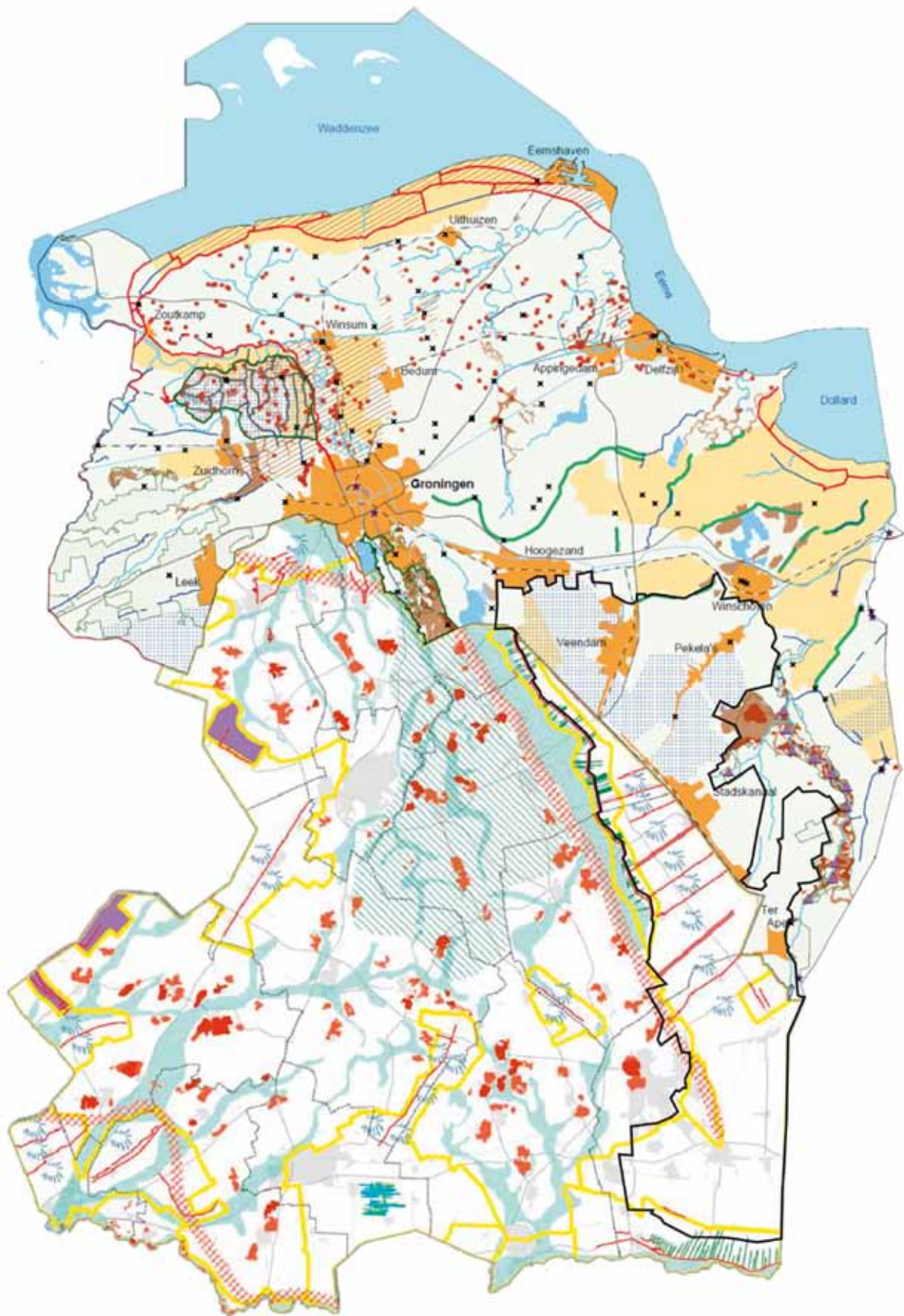
 Begrenzing plangebied landschapsvisie

Kaartdeel Groningen, kernkarakteristieken

-  Reliëf
-  Es
-  Grootschalig open landschap
-  Besloten en kleinschalig open landschap
-  gebied met karakteristieke waterlopen
-  Verkavelingspatroon
-  Wegenpatroon
-  Karakteristieke waterloop
-  Oude dijk
-  Herkenbare voormalige dijk
-  Esgehucht
-  Wierde (dorp)
-  Vesting (terrein)
-  Groen dorpslint
-  Traditionele windmolen
-  Grens nationaal landschap

Kaartdeel Drenthe, kernkwaliteiten landschap

-  Macrogradiënt
-  Nationaal landschap Drentsche Aa
-  Lintbebouwing
-  Contrast (landschapstypen)
-  Beekdal
-  Zeer waardevolle es
-  Waardevolle es
-  Verkaveling
-  Openheid
-  Wijkpatronen met bosstructuur
-  Ontginningskolonie



kaarten Landschap uit Omgevingsplan Provincie Groningen & Omgevingsvisie Provincie Drenthe

Windbeleid

In het windbeleid van beide noordelijke provincies spiegelen zich de verschillen in de landschappelijke opbouw. Er stonden al vroeg turbines in Groningen, door het overwegend open land en de ligging aan de kust was er voldoende wind voor een rendabele exploitatie van de eerste turbintypen. De provincie koestert in zijn ruimtelijk beleid echter de landschappelijke openheid van de ruime agrarische polders die het landschap van de provincie domineren. Met dat oogmerk stelde zij al in de jaren '90 een windbeleid op. De provincie Groningen voert hierbij een beleid van concentratie. De aangewezen locaties voor windturbines liggen bij de grote industriegebieden: bij de Eemshaven, bij de havens van Delfzijl en bij het bedrijventerrein van Veendam.

In Drenthe stond tot 2010 slechts één turbine. Het feit dat de provincie veel bos kent en meer landinwaarts ligt maakte haar aanvankelijk minder geschikt als locatie voor de opstelling van windturbines. Nu de technologie voortgeschreden is en er speciale landturbines zijn die inspelen op minder windrijke omstandigheden komen er steeds meer initiatieven. De provincie Drenthe heeft in 2010 in haar Omgevingsvisie⁸ het veenkoloniaal gebied van Drenthe aangewezen als zoekgebied voor grootschalige opwekking van windenergie. Dit is het meest open en windrijke deel van de provincie. Naast de openheid hebben daarbij

het meer rationele en als innovatief agrarisch gebied aangeduide karakter in de afwegingen een rol gespeeld. Momenteel werkt de provincie gezamenlijk met de in dit gebied gelegen gemeenten aan een Gebiedsvisie Windenergie, waarin zal worden opgenomen op welke wijze grootschalige windenergie volgens beide partners in dit zoekgebied het beste kan worden ingepast.

Beide provincies willen dus niet overal windturbines en zetten in op concentratie. Maar waar het landschappelijk zeer open Groningen kiest voor zijn industriegebieden, kiest Drenthe met een grotendeels besloten landschap juist voor het open en sterk agrarisch gekleurde gebied binnen zijn grenzen. De consequentie op landelijke schaal is dat er voor de Veenkoloniën, een regio met een karakteristiek landschap, uiteenlopend provinciaal windbeleid bestaat.



Legenda

 Begrenzing plangebied landschapsvisie

Kaartdeel Groningen, Energie

-  Bovengrondse hoogspanningsleiding
-  Ondergrondse hoogspanningsleiding
-  Gereserveerd tracé ondergrondse hoogspanningsleiding
-  Kabelstrook
-  Buisleidingenstraat
-  Gereserveerd tracé buisleidingenstrook/-straat
-  Gereserveerd tracé ethyleenleiding
-  Gereserveerd tracé aardgasleiding
-  Windturbinepark (bestaand/toekomstig)
-  Zoekgebied windturbinepark
-  Ongeschikt voor koude/warmteopslag

Kaartdeel Drenthe, Energieinfrastructuur

-  Versterken in/afvoermogelijkheid elektriciteit
-  Hoofdstructuur gas
-  Hoofdstructuur elektriciteit
-  Energie Transitie Park (bedrijventerrein met energie als belangrijke productiefactor)
-  Windenergie (zoekgebied)



kaarten Energie uit Omgevingsplan Provincie Groningen & Omgevingsvisie Provincie Drenthe

2. Ontwerponderzoek



Uitgangspunten

Ontwerpend onderzoek

Voor de visie is door middel van ontwerpen verder onderzoek gedaan naar de mogelijkheden die er zijn voor opstellingen in de Veenkoloniën.

Opgave

Opgave bij het onderzoek is om te komen tot een strategie voor de plaatsing van windturbines die een substantiële bijdrage kan leveren aan de Nederlandse doelstelling. Achtergrond hiervan is dat de Veenkoloniën eerder aangegeven zijn als één van de te onderzoeken concentratiegebieden. Aanleiding voor de selectie van de Veenkoloniën zijn de schaal en de ontstaansgeschiedenis van het landschap. In de ontwikkeling van een ontwerpstrategie voor de plaatsing van windturbines in deze noordelijke regio zijn de landschappelijke kenmerken als uitgangspunt genomen. Daarna zijn het lopende windbeleid van beide provincies en de beoogde locaties beschouwd tegen het licht van de uitkomsten van het ontwerponderzoek.

Ruimtelijke beperkingen

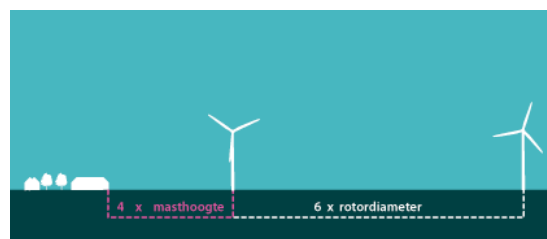
In het ontwerponderzoek worden een aantal ruimtelijke beperkingen in acht genomen. Ten eerste omvat dit de wettelijke geluidscontour en de hinder van slagschaduw. Hiervoor is als vuistregel, uitgaande van de eerder aangegeven turbinemaat, een vaste maat aangehouden van 400 meter tot de bestaande bebouwing. Daarnaast is afstand gehouden tot de bestaande laagvliegroute, de hoogspanningskabels en de hoofdgasleidingen. Voor hoogspanningslijnen wordt een buffer aangehouden gelijk aan de tiphoogte van de turbine, voor hoofdgasleidingen een buffer gelijk aan de ashoogte plus 1/3 rotordiameter. Ook bij de wegen is ruimte gehouden, te weten een maat

van de helft van de rotordiameter.

Net buiten het plangebied ligt een opstelling van LOFAR, een radarsysteem. Het systeem kent twee invloedzones waarbij duidelijk is dat er in zone 1 geen turbines kunnen worden geplaatst. De beperkingen van zone 2 worden momenteel onderzocht. In deze studie is geen rekening gehouden met beperkingen voor zone 2.

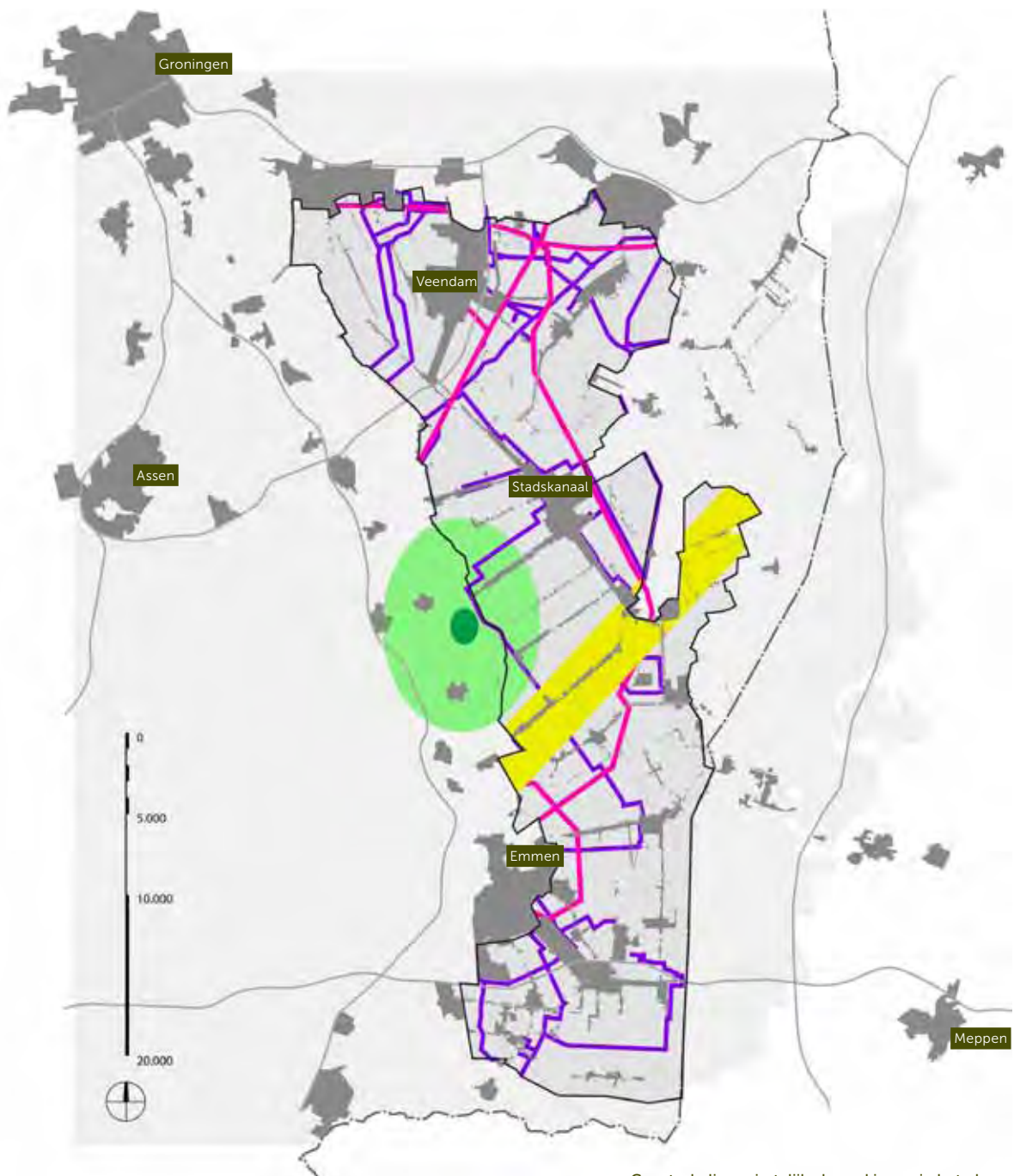
Uitgangspunten

In het ontwerponderzoek is om praktische redenen gebruik gemaakt van één type turbine. Dit is een turbine met een masthoogte en rotordiameter van circa 100-120 meter. Deze is gekozen vanuit een inschatting door experts wat bij de komende initiatieven gezien de stand van de techniek en de benodigde rendabiliteit een gangbaar model zal zijn. Uitgaande van vuistregels geldt voor deze turbine een onderlinge plaatsingsafstand van 600 meter. Bij deze vuistregel is geen rekening gehouden met de orientatie van de turbines en de windrichting, de regel geeft nog slechts een ruwe maat. In de praktijk zal dit nog worden aangescherpt aangezien voor specifieke windturbines en opstellingen grotere of kleinere afstanden gehanteerd kunnen worden.



vuistregels voor de geluidscontour en onderlinge afstand

-  Begrenzing plangebied landschapvisie
-  Laagvliegroute
-  LOFAR zone 1
-  LOFAR zone 2, beperking in onderzoek
-  Buffer hoogspanningslijnen
-  Buffer hoofdgasleidingen



Grootschalige ruimtelijke beperkingen in het plangebied

Concentratie en balans

Balans

De regio van de Veenkoloniën wordt doorsneden door bebouwingslinten. Door het hele gebied heen wordt op deze wijze gewoond. De veelvuldig aanwezige bewoning vraagt om opstellingen die ook de nodige ruimte laten. Vanuit de linten is het mogelijk dat opstellingen zodanig worden beleefd dat men het gevoel krijgt te midden van een windturbinepark te wonen. Vanuit die optiek verdient het aanbeveling de turbines zodanig op te stellen dat er voor de bewoners ergens een vrije horizon is.

Leesbare opstellingen

Afreesbare opstellingen, in de zin dat men begrijpt dat de turbines langs de dijk of in de open polder staan, blijken over het algemeen een grotere waardering te ontmoeten van mensen. Naast de relatie met het landschap is zowel type en vormgeving van een opstelling als het samenspel tussen afzonderlijke opstellingen

daarbij een factor. Het is aan te bevelen dat opstellingen herkenbaar zijn als individuele parken. Het samenspel van opstellingen wordt hinderlijk als de opstellingen niet meer als afzonderlijk herkenbaar zijn en het beeld diffuus wordt. Voor die situatie wordt de term interferentie of ook hinderlijke interferentie gebruikt. De minimale afstand waarbij opstellingen niet van elkaar te onderscheiden zijn, wordt de interferentieafstand genoemd. De interferentieafstand is iets anders dan de door de Rijksadviseur voor het landschap aanbevolen vides¹⁵. Vides zijn de landschappen zonder turbines ofwel waarin men geen windpark aan de horizon kan onderscheiden. Bij het bepalen van de vides speelt de zichtafstand, de maximale afstand waarop de turbines zichtbaar zijn, een rol. In de concentratiegebieden is dat niet het geval. In de concentratiegebieden zoals de Veenkoloniën zal men, zoals in een landschapsstudie naar windturbines¹⁰ vermeld

Omgeving

<i>Openheid</i> landschap	een open landschap vraagt een grote interferentieafstand
---------------------------	--

Toeschouwer

<i>Positie</i> ten opzichte van de opstelling	een ongunstige positie vraagt een grotere interferentieafstand
<i>Afstand</i> tot opstelling	dichter bij een opstelling is het door perspectivische vertekening gemakkelijker deze te onderscheiden van achterliggende opstellingen
<i>Beweging</i> door het landschap	beweging vergroot het inzicht in de opstelling en onderlinge posities
<i>Kennis</i> van de omgeving	kennis vergroot het inzicht in de onderlinge posities van de opstellingen

Opstelling

<i>Complexiteit</i> van het type opstelling	lijnen zijn eenvoudiger te onderscheiden dan rasters
<i>Grootte</i> van de opstellingen	opstellingen met veel turbines vragen een grotere interferentieafstand
<i>Oppervlak</i> van de opstellingen	opstellingen die ruim zijn vragen een grotere interferentieafstand
<i>Onderlinge positionering</i> van de opstellingen	dezelfde richting, verschoven, of haaks daarop

tabel 1 | factoren die de interferentieafstand bepalen

staat, juist meerdere opstellingen binnen het zichtveld kunnen waarnemen:
'Het lijkt aannemelijk dat meerdere parken binnen één concentratiegebied zodanig in elkaars nabijheid moeten liggen dat vanuit het ene park het andere park waarneembaar is. Liggen de parken te ver uit elkaar, dan zal de waarnemer het 'windturbinelandschap' niet als één concentratiegebied identificeren.'

Interferentieafstand

Het vaststellen van de interferentieafstand is geen exacte wetenschap, daarvoor spelen te veel variabele factoren een rol. Deze factoren zijn zijn uiteengezet in tabel 1, een tabel die is samengesteld op basis een eerdere landschapsstudie⁶ naar windturbines.

Verdere studie geeft twee inzichten die behulpzaam zijn bij het vaststellen van een interferentieafstand voor de Veenkoloniën:

- 1) Opgaande elementen in het landschap vormen belangrijke oriëntatiepunten die helpen bij het onderscheiden van de afzonderlijke opstellingen. Uit analyse van de Veenkoloniën blijkt dat de maximale afstand tot opgaande elementen, linten of beplanting, ruwweg 7 kilometer is.
- 2) Naarmate de afstand tot turbineopstellingen groter wordt neemt bij de waarneming het hoogteverschil tussen de twee opstellingen die op de voorgrond en achtergrond staan af, waardoor het moeilijker wordt om beide van elkaar te onderscheiden. Het omslagmoment bij het onderscheid ligt volgens de eerdere studie⁶ bij de situatie waarin de turbines van een achterliggende opstelling de helft zo klein zijn als de turbines op de voorgrond.

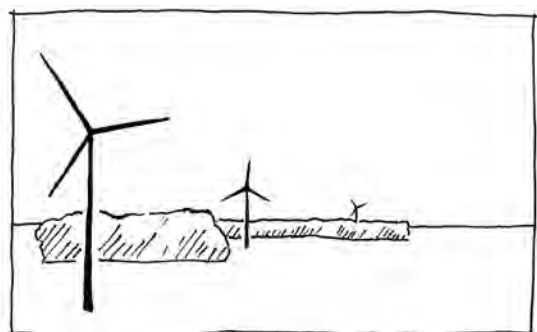
Veenkoloniën

Met behulp van deze inzichten is een model gemaakt om tot een interferentieafstand te

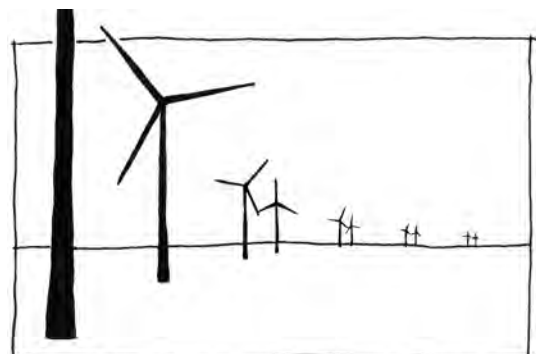
komen voor de opstellingen in de Veenkoloniën. Voor het berekenen is uitgegaan van het slechtste geval, namelijk de situatie dat iemand op grote afstand staat van de turbines. In de Veenkoloniën ligt deze afstand, gezien de maat van de kamers, op 7 kilometer. Als de turbines verder weg van de beschouwer liggen zal er altijd een opgaand element tussen liggen wat herkenning geeft. Door te schuiven met een tweede opstelling die voor het turbinepark op de afstand van 7 kilometer staat is vastgesteld op welke onderlinge afstand deze perspectivisch gezien tweemaal zo groot is. In het model blijkt deze afstand, de interferentieafstand, voor de Veenkoloniën nabij de vier kilometer te liggen.

Op basis van deze bevindingen zijn bij het ontwerponderzoek de volgende vuistregels gehanteerd:

- Vanuit het oogpunt van het voorkomen van hinderlijke interferentie is het wenselijk om opgaande elementen te hebben liggen tussen de verschillende opstellingen.
- Ter voorkoming van hinderlijke interferentie binnen de kamers is het wenselijk om in de Veenkoloniën tussen uiteenlopende opstellingen een afstand te houden van tenminste 4 kilometer.
- Naarmate een opstelling complexer is, is het wenselijk dat de onderlinge afstand groter wordt. Dit hoeft echter niet groter te zijn dan 10 kilometer in verband met atmosferische zichtafstand. Op 10 kilometer afstand zal de opstelling de helft van het tijd buiten beeld zijn¹.



inzicht 1 | opgaande elementen vormen belangrijke onderbrekingen en oriëntatiepunten



inzicht 2 | perspectivische vertekening benadrukt of verkleint de afstand tussen opstellingen

Varianten

Een strategie

Binnen de Veenkoloniën zijn landschappelijk wel enkele verschillen te herkennen. Die verschillen komen vooral voort uit de ontginningsgeschiedenis. Naarmate de tijd vorderde werd de aanpak van de ontginning grootschaliger; de maten werden ruimer en de verkaveling rationeler van opzet. Die verschillen zijn echter niet zo groot dat er een aanleiding is om in de uiteenlopende delen van de koloniën een verschil in de opstellingen te maken. Met de grote maten van de huidige turbines en de zichtbaarheid die hier aan vast zit is de verwantschap tussen de delen sterker dan het ruimtelijk verschil.

Vanuit het perspectief van de Rijksoverheid met de opgave om tot een fors aantal nieuwe opstellingen te komen en de beleidskeuze om dit te doen middels een aantal concentratiegebieden in Nederland, wordt in deze visie gekozen voor één herkenbare strategie voor de hele Veenkoloniën. Een dergelijke onderscheidende strategie benadrukt immers de eigenheid van de geselecteerde concentratiegebieden en voorkomt eentonigheid in het Nederlandse landschap en de Nederlandse windparken. Combinaties van strategieën zijn vanuit dit gezichtspunt minder voor de hand liggend.

Grootschalige landbouw

Het Rijk noemt in zijn beleid¹¹ als aanknopingspunt voor de opstelling van grotere concentraties van windturbines de grootschalige agrarische productiegebieden, grote wateren en industriegebieden en havencomplexen. De koppeling aan de landbouw in de Veenkoloniën biedt daarbij de meeste kansen. De plaatsing van de turbines sluit aan bij het grootschalige en innovatieve karakter dat deze sector hier in de Veenkoloniën kent. Over de gehele Veenkoloniën is sprake van een landschap van agrarische

kamers die worden begrensd door beplanting of door de bebouwingslinten. Strategieën die aansluiten bij deze landschappelijke karakteristiek zijn dan ook door de hele regio consequent in te zetten en geven een sterk herkenbaar beeld.

De andere strategie die in rijksbeleid wordt aangegeven, het aansluiten bij de industrieterreinen, biedt in de Veenkoloniën minder kansen. De beste mogelijkheden in de regio voor deze aanpak liggen bij de Oostboog nabij Veendam, een locatie die eerder door de provincie Groningen als windlocatie is aangewezen. Hier is langs de rand van de bedrijventerreinen, in aansluiting op de N33, ruimte voor een forse opstelling. Bij Stadskanaal is de ruimte om op het bedrijventerrein aan te sluiten gering. In de nabijheid van de bedrijventerreinen ten zuiden van Emmen staat veel bebouwing die de mogelijkheden beperkt. De totale opbrengst van de windturbines in de Veenkoloniën zal bij het hanteren van deze strategie veel minder zijn dan bij het gebruik van de agrarische gronden. Daarbij sluit de strategie ook minder aan bij de ruimtelijke karakteristieken van de koloniën, zij is minder specifiek. De Rijksadviseur voor het landschap houdt in haar studie¹⁴ vanuit die optiek een pleidooi om de turbineopstellingen te beperken tot de grote havengebonden industrieterreinen als de Eemshaven. Zij stelt dat *'De studie van Riek Bakker¹³ laat zien dat het betrekken van landinwaarts gelegen regionale bedrijventerreinen er voor zorgt dat er in heel Nederland turbines aan de horizon zichtbaar zullen zijn'*.

Ook de infrastructuur wordt elders in Nederland nog wel eens als aanleiding gekozen. Daarbij gaat het om de grote wegen, bruggen en kanalen. De Veenkoloniën kennen weinig grootschalige infrastructuur. De belangrijkste wegen zijn de provinciale wegen die later



grootschalige landbouw



bedrijventerreinen



infrastructuur



koppeling windenergie met grootschalige landbouw | Wieringermeer



koppeling windenergie met industrie | Eemshaven



koppeling windenergie met infrastructuur | Ketelbrug

geïntroduceerd zijn om de routes door de linten te ontlasten en snelle verbindingen te leggen. De wegen liggen verspreid en doorsnijden de open agrarische gebieden. Dit patroon biedt minder kansen en is weinig onderscheidend van de overige delen in ons land.

Vier varianten

Bij het onderzoeken van de kansen is uitgegaan van drie gangbare principes voor het opstellen van windturbines: lijnen, rasters en zwermen. Het aspect van schaal, ofwel de toepassing van grotere of kleinere eenheden, vormt een tweede invalshoek.

Op basis van de opstellingstypologie en de schaal zijn vier varianten te onderscheiden:

Landschapsstructuren als aanleiding, waarbij middels lijnen aangesloten kan worden op:

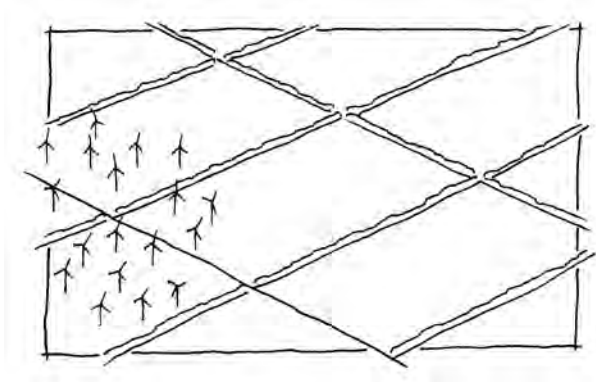
1. De hoofdoriëntatie: het benadrukken van de hoofdrichting van de Veenkoloniën.
2. De kamers: een koppeling aan de ruime velden binnen de Veenkoloniën.

De rationele verkaveling en ruimtelijkheid als aanleiding, waarbij middels rasters aangesloten wordt op:

3. De deelgebieden: middels velden of grotere omvangrijke rasters.
4. De kamers: middels blokken of kleinere rasters binnen de linten.

Een strategie met zwermen geeft weinig aansluiting op het landschap. Het landschap is rationeel en regelmatig van opzet. Zwermen vallen daarbij op door een willekeur die in dit landschap geen logica kent. In het nabijgelegen grensgebied van Duitsland staan wel zwermen. Het landschap kent daar veel minder regelmaat en is minder open, waardoor er vaak geen of zeer beperkt zicht is op de hele opstelling. Deze opstellingen versterken het landschapsbeeld niet, deze opstelling lijken vooral het gevolg van het afstrepen van de beperkingen: afstanden tot woningen en beschikbare plekken.

De hierna uitgewerkte opstellingen bij de verschillende opstellingstypologiën vormen een voorbeeld. Ze geven een indicatie van het landschappelijke beeld wat ontstaat bij het hanteren van de strategie en een eerste indruk van de mogelijke capaciteit. Indien gekozen wordt voor een van deze strategiën vormt de plaatsing onderwerp van meer gedetailleerde studie. De plaatsing en het aantal turbines zal daarbij dan ook afwijken.

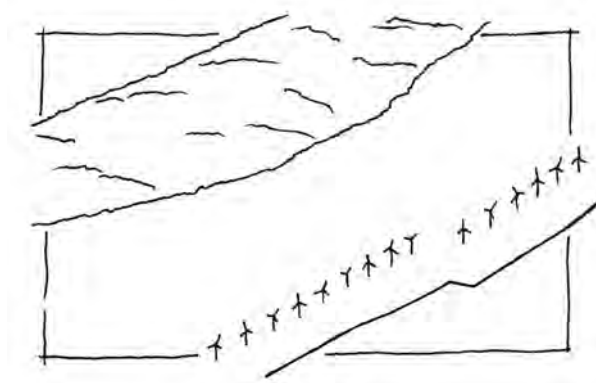


Afgevallen opstellingstype

Zwermen

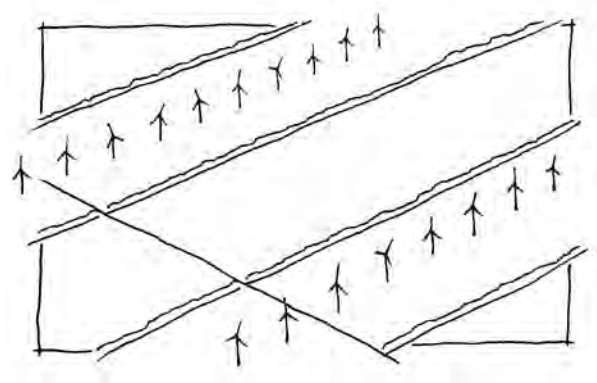
Een opstelling die massa en ruimte contrasteert. Afgevallen omdat de regelmatige verkaveling van de Veenkoloniën geen aanleiding geven, en bovendien zelfs ongunstig kunnen werken, voor de onregelmatige plaatsing van windturbines.

Landschapstructuren als aanleiding



Semslinie

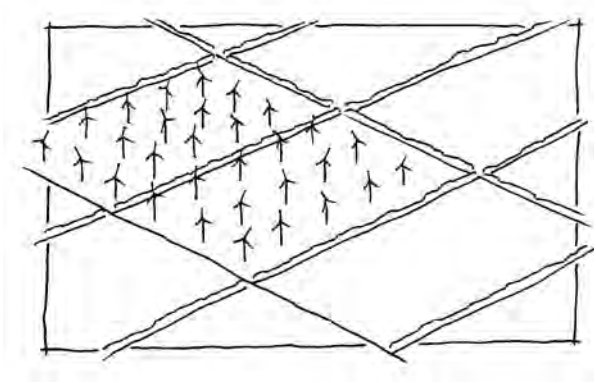
Een opstelling die de grotere landschapstructuur van zowel de Hondsrug als van de Veenkoloniën benadrukt.



In kamers

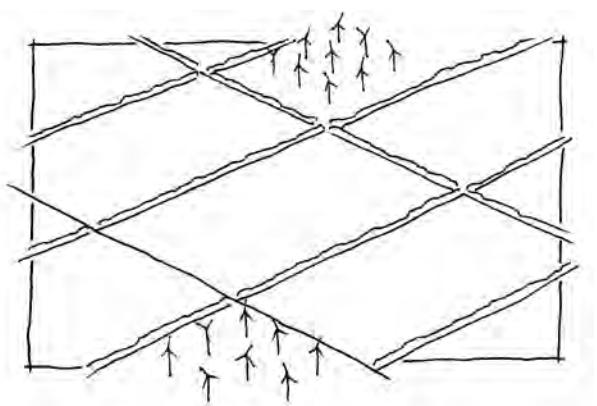
Een opstelling die de kleinere landschapstructuur van ontginningslinten en kamers benadrukt.

Verkaveling en ruimtelijkheid als aanleiding



Velden

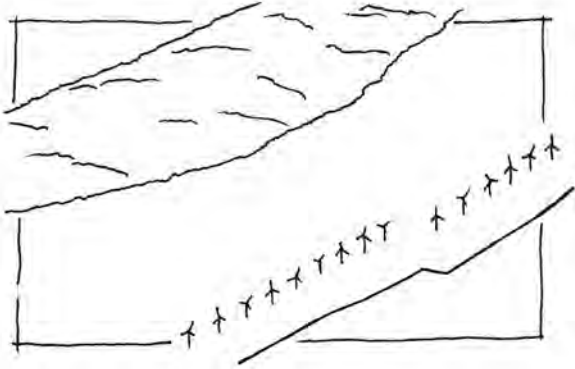
Een opstelling die massa en ruimte contrasteert op het niveau van de gehele Veenkoloniën.



Blokken

Een opstelling die massa en ruimte contrasteert op het niveau van kamers.

Semslinie



De opstelling 'Semslinie' benadrukt de grotere landschapsstructuur van de Veenkoloniën. Dat wordt bereikt door een van noord-west naar zuid-oost georiënteerde, enkele lijnopstelling te plaatsen. De Semslinie, feitelijk de grens tussen de provincies Groningen en Drenthe, werd uitgezet door de landmeter Sems om de ruzie over de verdeling van de gronden bij het afgraven van het veen te beslechten. De belangrijkste ontginningskanalen in de Veenkoloniën volgen voor een groot deel deze lijn. De lijn ligt op afstand van de waterweg omdat langs de kanalen veel bebouwing staat en een plaatsing dicht erop vanuit het oogpunt van hinder niet de voorkeur verdient. De lijnopstelling benadrukt de landschappelijk markante overgang tussen de Veenkoloniën en de Hondsrug. Hondsrug, windturbinelijn en de

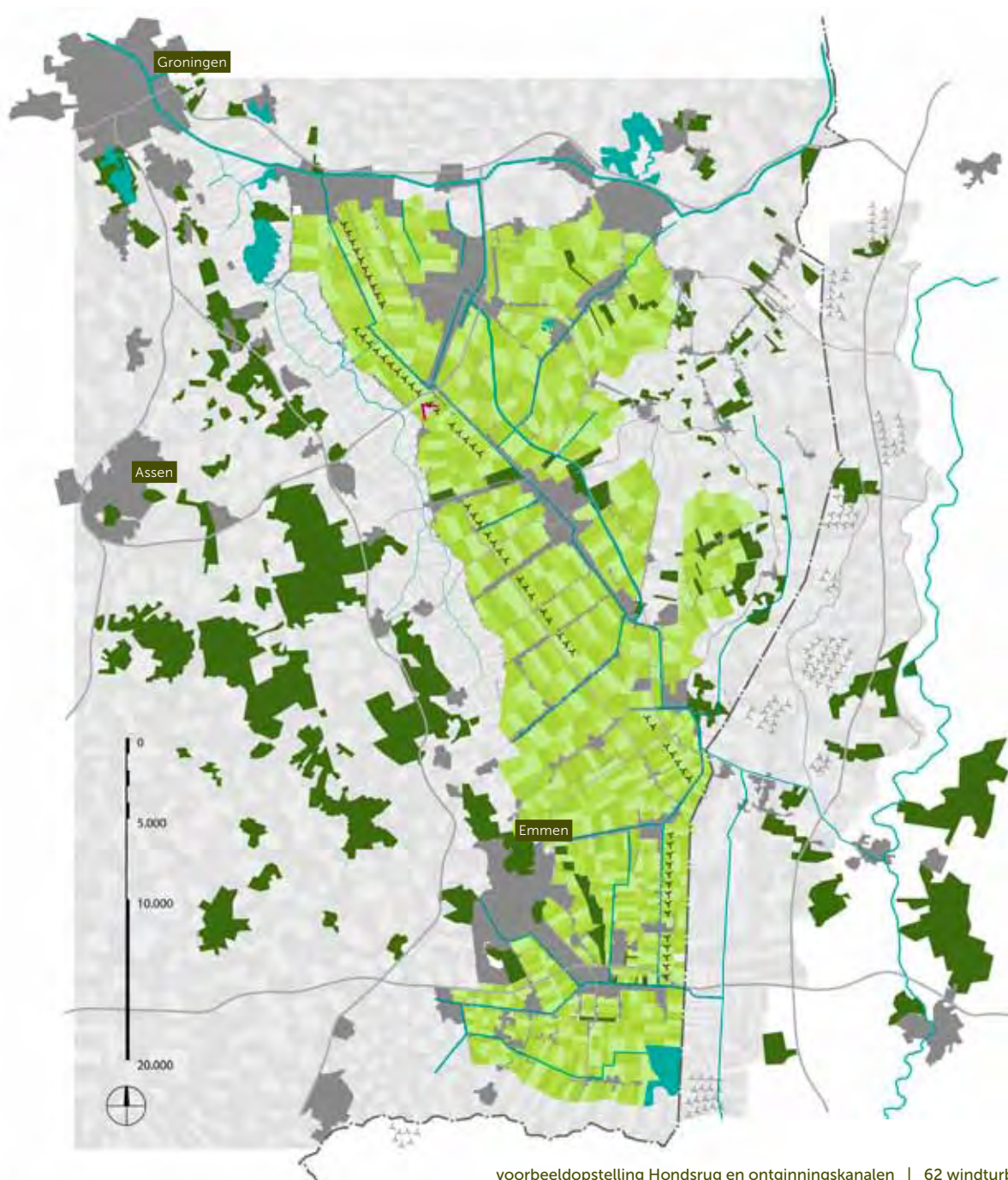
belangrijke lintbebouwing van Musselkanaal, Stadskanaal, Eexterveenschekanaal en Kiel-Windeweer liggen in deze opzet parallel en geven de koloniën een duidelijke oriëntatie mee. De lange lijn van windturbines is opgebouwd uit meerdere rijopstellingen die verspringen met de verkaveling. De windturbines staan in de open tussenruimten; op afstand van de beboste heuvels van de Hondsrug en op afstand van de grote bebouwingslinten.

De eenvoud van een enkele lijn, gekoppeld aan de grotere landschapsstructuur, maakt de opstelling leesbaar en de opbouw van de Veenkoloniën inzichtelijk. Het aantal windturbines bij deze strategie, 62 in de voorbeeldopstelling, toont dat er vergeleken met andere opstellingstypen relatief weinig turbines geplaatst kunnen worden.



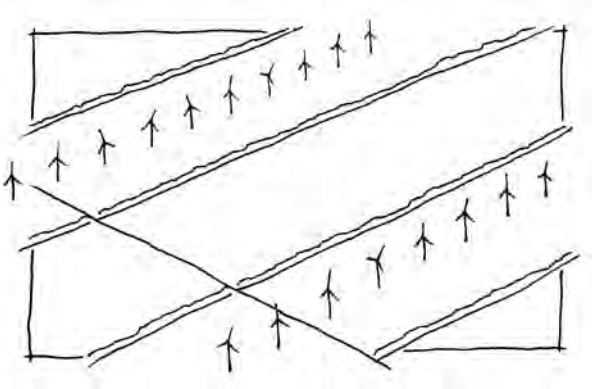
visualisatie gezien vanaf de N33 ter hoogte van De Hilde-Bareveld, kijkend naar het zuidoosten

- | | | | |
|---|---------------------------|---|---|
|  | Plangebied landschapvisie |  | Voorgestelde positionering windturbines |
|  | Bebouwing |  | Windturbines in Duitsland |
|  | Bos |  | Standpunt fotomontage |
|  | Wegen | | |
|  | Water | | |
|  | Nationale grens | | |



voorbeeldopstelling Hondsrug en ontginningskanalen | 62 windturbines

In kamers



De opstelling 'In kamers' benadrukt de kleinere landschapsstructuren van de Veenkoloniën. Een opbouw van het landschap in kamers is voor de Veenkoloniën typerend. De ruime agrarische percelen worden omgeven door de bebouwing van de ontginningslinten of de beplanting langs wegen of van bossen.

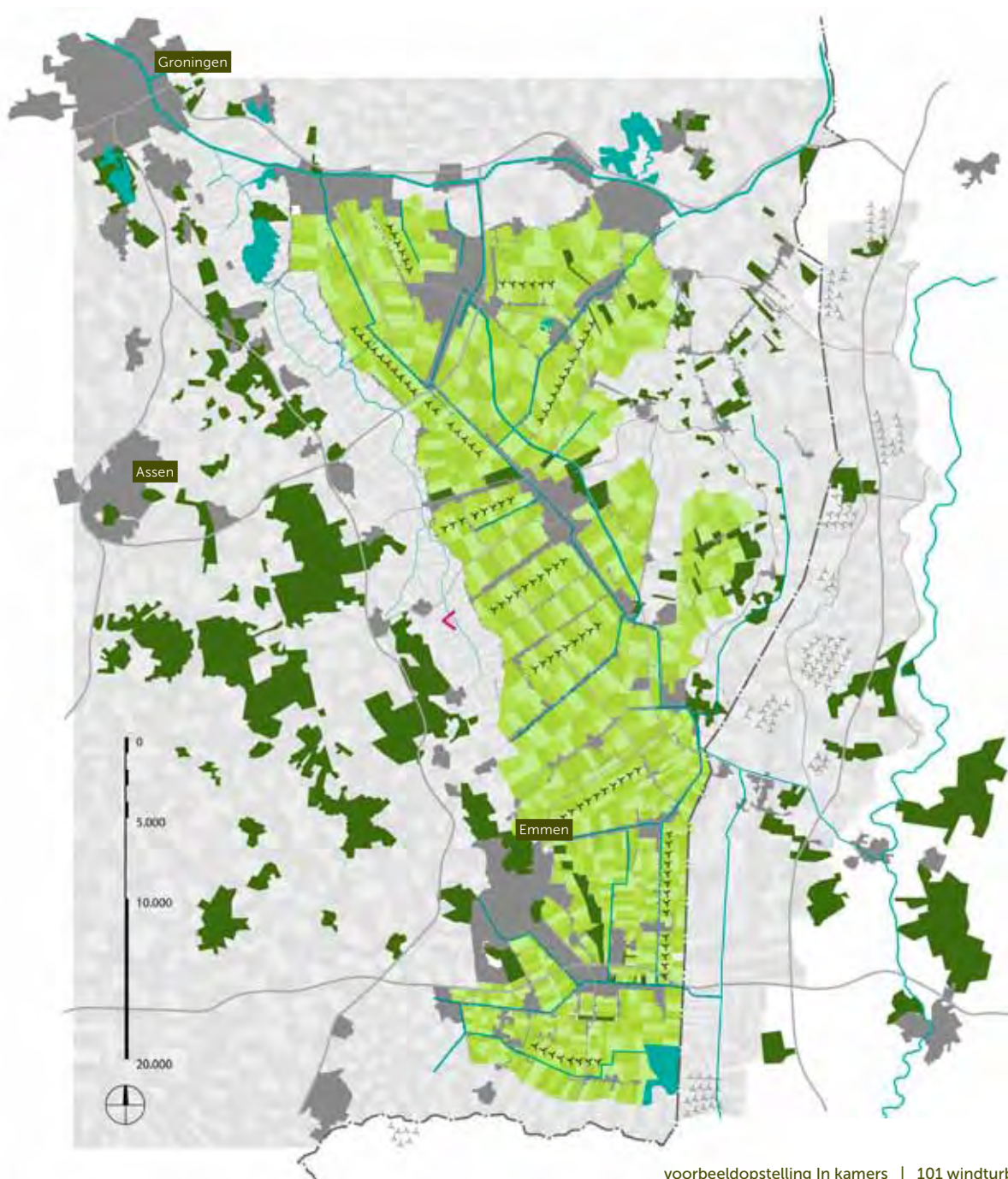
Bij deze strategie wordt midden in verschillende kamers een enkele lijn van windturbines geplaatst. Deze kortere lijnen volgen daarbij meestal de grootste lengte van de kamer. Omdat de kamers in de Veenkoloniën van richting verspringen en in grootte verschillen

ontstaat een gevarieerder beeld dan bij de vorige strategie. De lijnen vormen eenvoudige opstellingen en de ruimtelijke koppeling aan kamers is herkenbaar.

De evenredige verspreiding en dus zichtbaarheid van de lijnen met windturbines in de regio zorgt dat er bij deze strategie een herkenbaar windlandschap ontstaat. Het aantal windturbines bij deze strategie, 101 in de voorbeeldopstelling, toont dat er vergeleken met andere opstellingstypen een gemiddeld gebruik gemaakt wordt van de beschikbare ruimte in de Veenkoloniën.

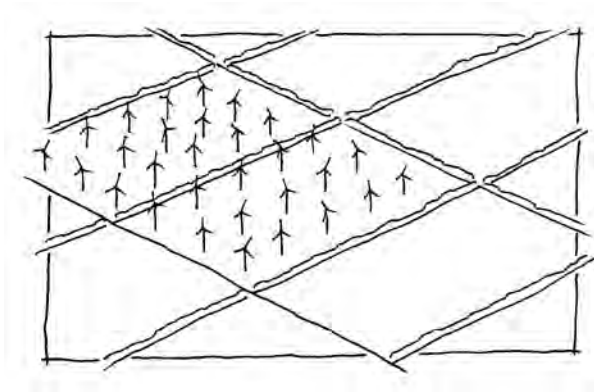


visualisatie gezien vanaf Beeksdijk bij Buinen, kijkend naar het oosten



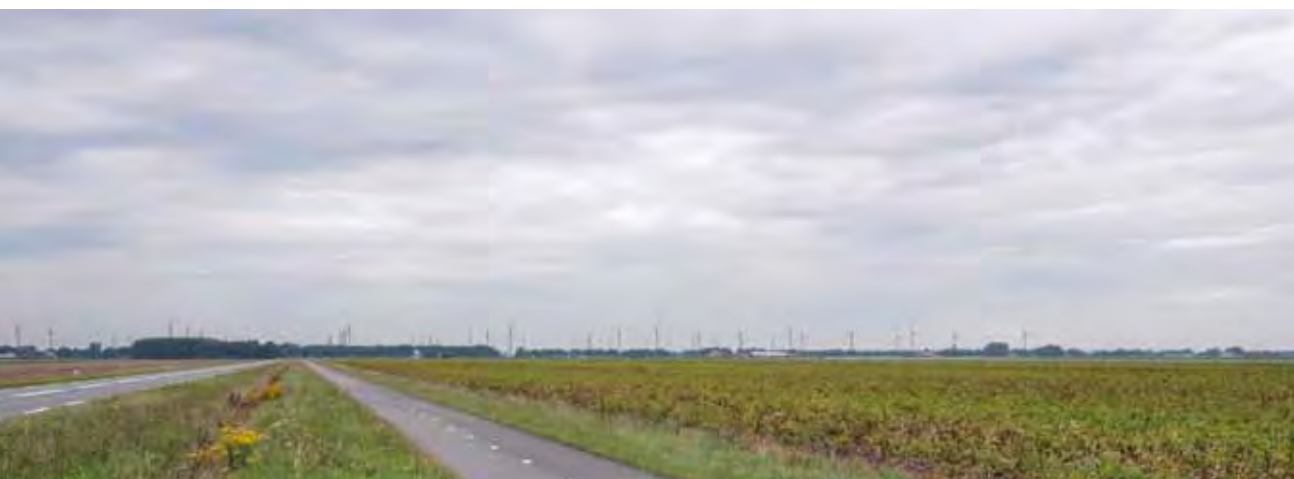
voorbeeldopstelling in kamers | 101 windturbines

Velden



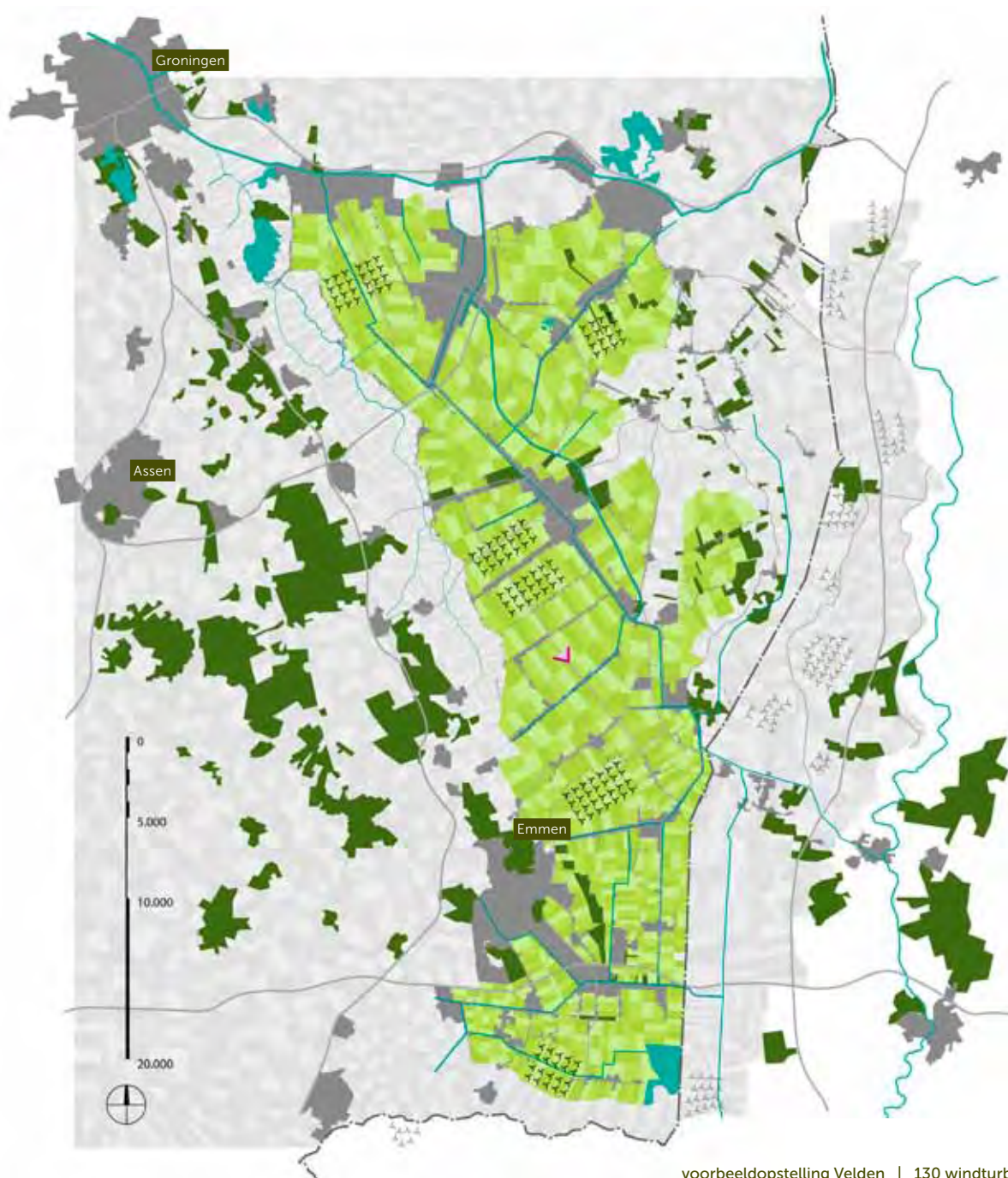
Bij de strategie 'Velden' worden een aantal grote rasters van windturbines in het gebied gepositioneerd. De regelmaat van deze rasters sluit aan bij het rationele karakter van het landschap van de Veenkoloniën. Deze opstellingen vormen door hun omvang bijna een eigen ruimte en zullen als een 'windveld' beleefd worden. De zeer ruime afstanden van circa 10 kilometer tussen de velden geven als contrast de nodige openheid aan het gebied. De massaliteit van deze opstelling versterkt het karakter van het productielandschap dat

zo typerend is voor de Veenkoloniën. Tegelijk is de opstelling terplekke zeer dominant hetgeen zich moeilijk verdraagt met de vele in de verspreide linten aanwezige bebouwing. Deze strategie geeft voor wat betreft het beeld niet een windlandschap maar concentreert de aanwezigheid op een beperkt aantal plekken. Vergeleken met de andere strategieën kent deze opstelling een zeer hoge opbrengst. De voorbeeldopstelling heeft met 130 windturbines verreweg de grootste capaciteit.



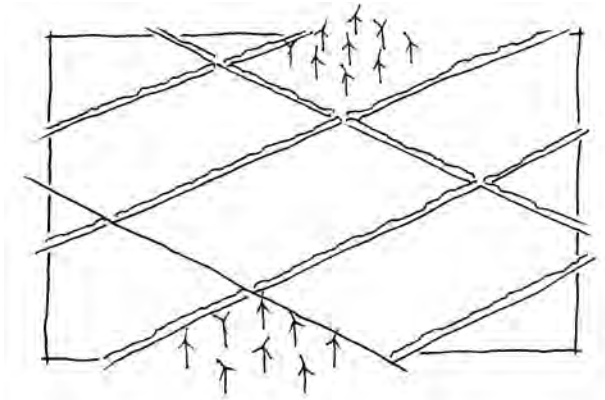
visualisatie gezien vanaf de Drentse Mondenweg tussen 2e Exloërmond en Valthermond, kijkend naar het noorden

- | | | | |
|---|---------------------------|---|---|
|  | Plangebied landschapvisie |  | Voorgestelde positionering windturbines |
|  | Bebouwing |  | Windturbines in Duitsland |
|  | Bos |  | Standpunt fotomontage |
|  | Wegen | | |
|  | Water | | |
|  | Nationale grens | | |



voorbeeldopstelling Velden | 130 windturbines

Blokken



Bij de opstelling 'Blokken' worden rasters in de kamers geplaatst. Het gaat daarbij om kleinere regelmatige blokken met windturbines. Deze blokken liggen parallel aan de ontginningslinten die de agrarische kavels omkaderen. Daarbij kennen ze een dusdanige positie en omvang dat ze binnen de kamer nog de nodige ruimte laten. Door herhaling en de gezien de draaiende verkavelingrichting ook verspringende richting ontstaat er opnieuw een gevarieerder beeld dan bij het opstellingstype 'Velden'. De opstelling is door het gebruik van kleinere rasters vanaf één

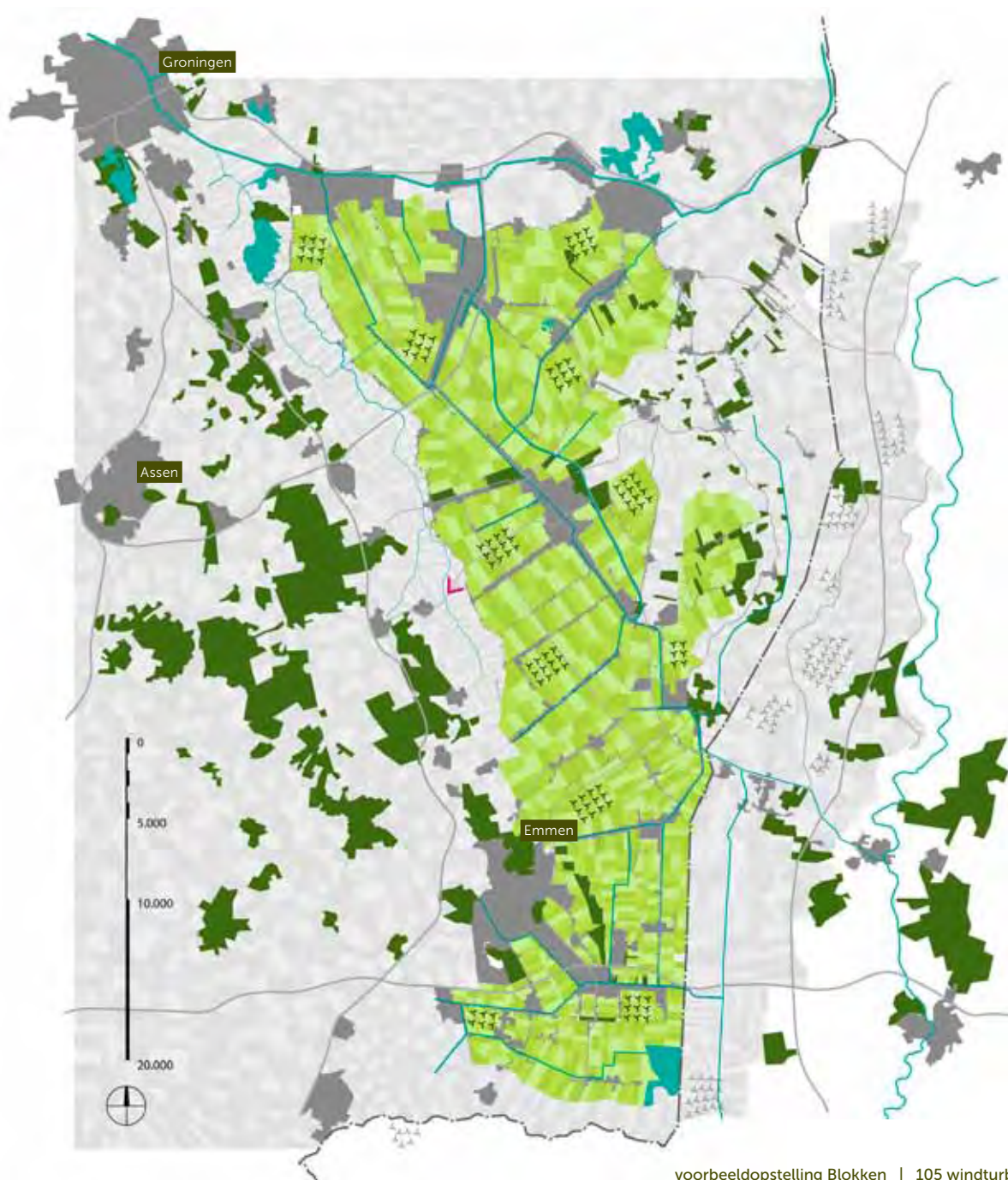
locatie sneller te overzien, er blijft voldoende van de horizon vrij. De koppeling aan de kamers is daarbij direct inzichtelijk.

Ook bij deze strategie ontstaat een meer evenredige spreiding en zichtbaarheid van blokken door de hele Veenkoloniën. Het aantal windturbines, 105 in de voorbeeldopstelling, geeft vergeleken met andere opstellingsstrategieën een gemiddelde opbrengst.



visualisatie gezien vanaf de Provinciale Weg (N374), kijkend naar het noordoosten

- | | | | |
|---|---------------------------|---|---|
|  | Plangebied landschapvisie |  | Voorgestelde positionering windturbines |
|  | Bebouwing |  | Windturbines in Duitsland |
|  | Bos |  | Standpunt fotomontage |
|  | Wegen | | |
|  | Water | | |
|  | Nationale grens | | |



voorbeeldopstelling Blokken | 105 windturbines

Conclusies

In opstellingen met lijnen of rasters kan op uiteenlopende wijze aansluiting gevonden worden bij de aanwezige landschappelijke opbouw in de Veenkoloniën. De keuze daarbij is of die aansluiting juist gezocht wordt op de grote schaal, de schaal van het koloniale gebied als geheel, dan wel op de kleine schaal, de schaal van de opdeling van de regio in verschillende ontginningskamers.

Een lange lijn centraal door de Veenkoloniën kent bij de plaatsing problemen in de Drentse Monden waar de lijn bij voortdurend onderbroken wordt. Hier staan de ontginningslinten haaks op de turbinelijn. Daarbij heeft deze opzet het karakter van een 'grand design' waarmee zij slecht aansluit bij de huidige toelatingsplanologie. Bij deze planologische aanpak wordt juist de ruimte geboden aan uiteenlopende initiatiefnemers om te komen met voorstellen en wordt niet zozeer uitgegaan van een sterke regie en afstemming van de ontwerpen.

Grote velden kunnen, gezien hun omvang, slechts op een beperkt aantal locaties in de Veenkoloniën geplaatst worden. Daarbij is het zo dat een deel van de bebouwingslinten temidden van een veld komt te liggen. Een dergelijk effect verdient vanuit het oogpunt van hinder en de aanwezige landschapsbeleving vanuit de woonbebouwing niet de voorkeur. Vanuit het landschapsbeeld bij de woonkernen is er de voorkeur om delen van de horizon vrij te laten. Daarbij moet deze aanpak uiteindelijk in het plan-MER afgezet worden tegen zowel de beoogde opbrengst in de concentratiegebieden als met het beeld op de regionale schaal: minder turbines hier betekent bij het vasthouden van de opbrengst dat er elders een plek voor gevonden moeten worden.

Kortere lijnen tussen de linten of blokken in de

open agrarische kamer bieden beide de kans om een herkenbaar ruimtelijk patroon te realiseren in de hele regio van de Veenkoloniën met een passende landschappelijke balans tussen herkenbare opstellingen en een vrije horizon. In beide varianten bewegen de parken mee met de uiteenlopende verkavelingsrichtingen, beide tonen daarbij een boeiende ruimtelijke choreografie.

Beoogde locaties

Drie beoogde locaties

Op dit moment zijn er een drietal beoogde locaties waarvoor een definitieve Notitie Reikwijdte en Detail is opgesteld door de Commissie MER. Het gaat daarbij om de locaties N33, Drentse Monden en Oostermoer.

De locatie langs de N33 ligt pal ten oosten van Veendam en sluit aan bij de daar in een reeks langs de provinciale weg gelegen bedrijven- en industrieterreinen. De locatie maar ligt op de grens van de Veenkoloniën: het zuidelijk deel van de locatie ligt er binnen, het noordelijk deel er buiten. Ten noorden van de Veenkoloniën vinden we overgangsgronden naar de noordelijke zeekelegebieden. De landschappelijke overgang is hier geleidelijk, ook de overgangsgronden kennen een open karakter en een sterk agrarisch beeld.

De locaties Drentse Monden en Oostermoer omvatten twee grotere agrarische gebieden. Oostermoer ligt ten noorden van Gasselternijveen tussen de Hunze en het Annerveenschekanaal/Nieuwe Diep. In het gebied liggen naast Gieterveen een aantal dunner bebouwde linten. De locatie Drentse Monden ligt pal ten zuiden daarvan tussen Stadskanaal en het Hunzedal en loopt bijna tot aan Valthermond door. De Drentse Monden kennen een bijna regelmatige herhaling van bebouwingslinten.

Afstemming

De afstand tussen de huidige initiatieven varieert van ruwweg 4 kilometer tussen de N33 en Oostermoer tot ruwweg 2 kilometer tussen Oostermoer en de locatie Drentse Monden. Alle locaties liggen dus binnen zichtafstand van elkaar waarbij de locaties Drentse Monden en Oostermoer voor wat betreft het beeld bijna in elkaar over gaan. Gezien de afstand van 4

kilometer zullen de windparken van Oostermoer en de N33, zeker ook gezien hun oriëntatie bijna haaks op elkaar, snel als twee afzonderlijke opstellingen ervaren worden.

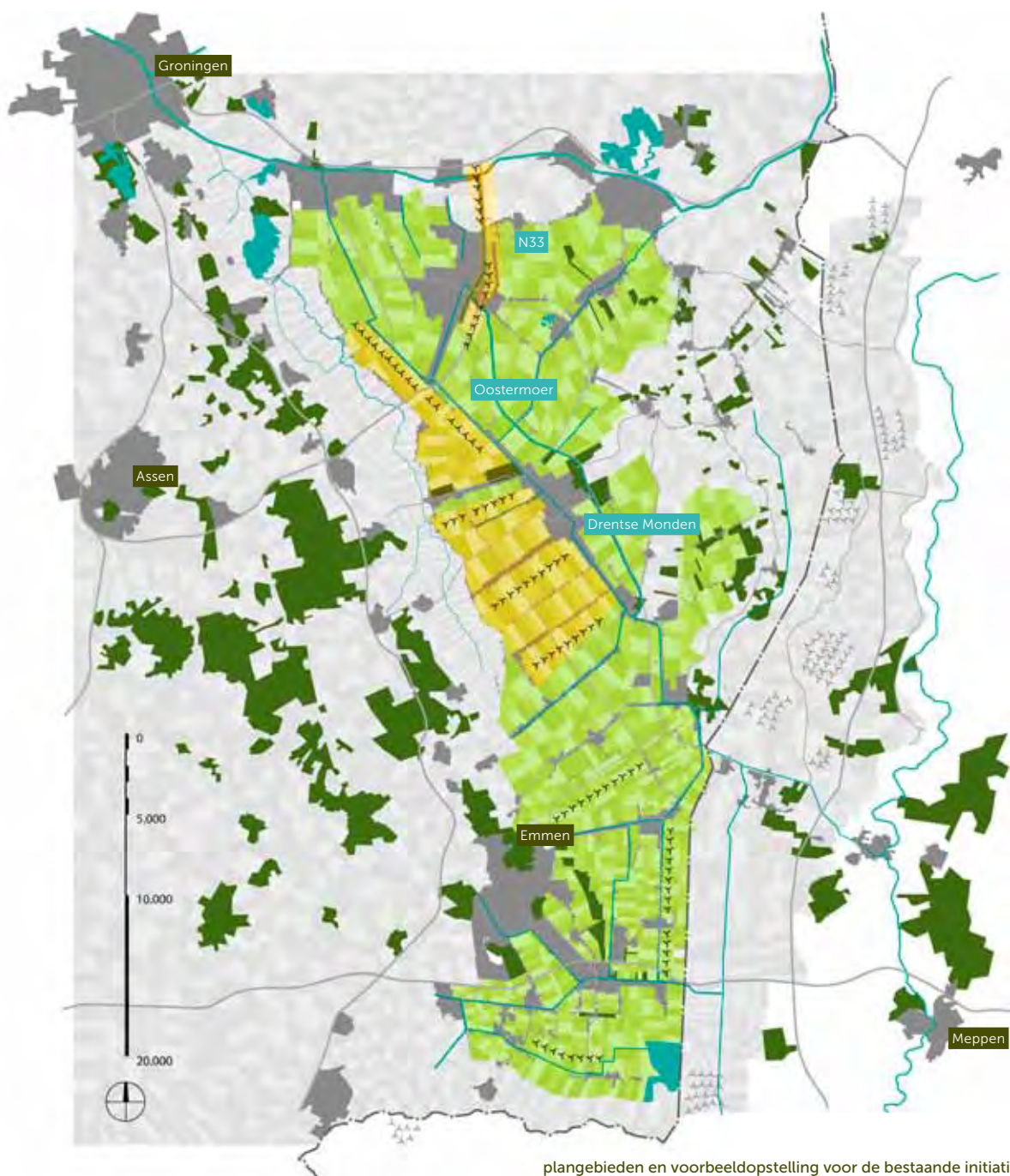
Beschouwing

Als vanuit het voorgaande ontwerponderzoek wordt gekeken naar de kansen die de huidige beoogde locaties bieden dan vallen een paar zaken op. De locaties van Drentse Monden en Oostermoer sluiten aan bij de visie. Daarbij zijn de mogelijkheden voor de plaatsing van windturbines op de locatie Drentse Monden groter dan die in Oostermoer. Op de locatie Oostermoer past wel een lijnopstelling maar geen blok door de aanwezige verspreide bebouwing.

Voor de N33 liggen de kansen anders. Al bijna tien jaar lang wordt aan de ontwikkeling van deze locatie gewerkt. De provincie Groningen kent voor windenergie een al lang lopende concentratiebeleid. Daarbij zijn drie locaties in de nabijheid van haven- en industrieterreinen aangewezen als windlocatie. De inzet is om bij elk van deze locaties een substantieel deel van de Groningse opgave te realiseren. De N33 nabij de Oostboog is in het provinciaal beleid als windlocatie aangewezen.

Hoewel de locatie voortkomt uit een andere strategie zou je het karakter van een opstelling ter plaatse op de regionale visie kunnen afstemmen. Dan ligt de keuze voor een lijnopstelling langs de N33 voor de hand. Die aanpak heeft sterke verwantschap met een opstelling van kortere lijnen tussen de linten elders in de Veenkoloniën waardoor als geheel binnen de regio een herkenbaar beeld ontstaat.

-  Indicatie beoogde locaties
-  Plangebied landschapvisie
-  Bebouwing
-  Bos
-  Wegen
-  Water
-  Nationale grens
-  Voorgestelde positionering windturbines



plangebieden en voorbeeldopstelling voor de bestaande initiatieven

3. Aanbevelingen



Aanbevelingen

Ga voor ruimtelijke kwaliteit

In zijn onderzoek¹⁵ gaf de Rijksadviseur voor het landschap aan dat de uitbreiding van het aantal windturbines in Nederland op dit moment vaak stuk loopt op landschappelijke bezwaren. De plaatsing van turbines gebeurt door de bezwaren vooral vanuit een idee van 'beperking van de schade'. Te weinig wordt stil gestaan bij het feit dat op deze wijze het ruimtelijke effect het resultaat is van een proces en niet meer de inzet is van een plan.

Ten gevolge van het verzet ontstaan vooral veel kleinere opstellingen. Het effect is een soort verrommeling, overal verspreid staan een paar turbines. Dit gegeven was de reden dat er op Rijksniveau een ruimtelijk beleid is geformuleerd om te komen tot concentratiegebieden¹¹. Duidelijke regio's dus waar turbines wel en waar deze niet zouden staan. Daarbij is het de inzet om het in deze concentratiegebieden 'goed' te doen in plaats van niet slecht. Gekozen moeten worden voor een aanpak die iets toevoegt aan de ruimtelijke identiteit van deze regio's, ze versterkt in plaats van niet aantast.

Zie de Veenkoloniën als een concentratiegebied

In het ruimtelijk beleid zijn in de afgelopen jaren verschillende aanknopingspunten benoemd om te komen tot de opstelling van windturbines. Het rijksbeleid noemt als locaties voor de grotere concentraties van turbines de grootschalige agrarische productiegebieden, grote wateren en industriegebieden en havencomplexen¹¹.

De Veenkoloniën zijn een grootschalig agrarisch productiegebied. De ontginning van het veen heeft van het oorspronkelijke moeras een gebied met ruime maten en een zeer rationeel karakter gemaakt. Deze ruimtelijke eigenschappen maken het gebied geschikt als concentratiegebied voor windturbines.

De agrarische productie is met zijn wisselende seizoenbeeld dominant aanwezig. De initiatieven voor de plaatsing komen vanuit de boeren, de turbines bieden nieuwe kansen aan deze sector. Vanuit dat oogpunt is, anders dan bij de ontginning van het moeras, geen sprake van een identiteitsverandering. De aanwezige agrarische sector heeft, zoals de provincie Drenthe stelt, een innovatief karakter. De plaatsing van windturbines in de Veenkoloniën kan het innovatieve karakter van de regio in beeld brengen.

Kies voor één opstellingstypologie

Binnen de concentratiegebieden zullen uiteenlopende initiatieven een plek vinden. Omdat de toekomstige turbines een forse maat hebben zullen de diverse opstellingen vanuit verschillende locaties gezamenlijk zichtbaar zijn. Een grote variatie in opstellingen geeft daarbij meer onrust in het beeld. Vanuit die wetenschap bestaat er landschappelijk de voorkeur voor een gelijke opstellingstypologie bij de initiatieven in één concentratiegebied.

Binnen de Veenkoloniën zijn landschappelijke verschillen aanwezig. Naarmate de tijd vorderde werd de aanpak van de ontginning grootschaliger; de maten werden ruimer, de verkaveling rationeler van opzet. De landschappelijke verschillen zijn geen aanleiding om in de uiteenlopende delen van de koloniën een ander type opstelling te plaatsen. Met de grote maten van de huidige turbines en de ruime zichtbaarheid die hier aan vast zit gaat het om het landschap op de grote schaal. Op die schaal is de verwantschap tussen de delen van de Veenkoloniën sterker dan het ruimtelijk verschil.

Laat ruimte

De regio van de Veenkoloniën wordt veelvuldig doorsneden door bebouwingslinten. Door het hele gebied heen wordt op deze wijze gewoond. Anders dan in bijvoorbeeld in de Flevopolders zijn de turbines vanuit meerdere woningen in beeld. Bij sommige strategieën is het mogelijk dat de opstellingen worden beleefd alsof men midden in een turbinepark woont. Vanuit die optiek verdient het aanbeveling de turbines zodanig op te stellen dat er voor de bewoners bij de beleving vanuit de linten ergens een vrije horizon is.

Daarnaast is het aan te bevelen dat de uiteenlopende opstellingen in de regel als zelfstandige parken herkenbaar zijn. Een dergelijke herkenbaarheid geeft meer rust in het beeld. Die situatie kan nooit overal bereikt worden, vooral van grote afstanden is dit moeilijk te realiseren, maar kan wel worden verminderd. Om dit te bereiken is de aanwezigheid van opgaande elementen of een afstand van ruwweg vier kilometer tussen de afzonderlijke opstellingen in de Veenkoloniën aan te bevelen.

Kies meebewegende lijnen of blokken

Het ontwerp onderzoek was enerzijds gericht op het vinden van een opstellingstypologie en plaatsing die aansluit bij de landschappelijke kernkwaliteiten van de Veenkoloniën.

Anderzijds richtte de varianten zich op de mate van concentratie; grote parken met ruime tussenruimtes of kleinere opstellingen die minder ver van elkaar staan.

De willekeur die een zwerm typeert is in het rationele landschap dat de Veenkoloniën slecht op zijn plaats. Een opstellingstypologie van lijnen of rasters sluit wel aan bij de aanwezige landschappelijke opbouw. Een lange lijn centraal door het Veenkoloniale gebied kent daarbij

problemen in de Drentse Monden waar de lijn bij voortduring onderbroken moet worden door de haaks op de lijn liggende ontginningslinten. Daarbij heeft deze opzet het karakter van een 'grand design' waarmee zij slecht aansluit bij de huidige toelatingsplanologie. Grote velden kunnen op een beperkt aantal locaties geplaatst worden. Daarbij is het zeker zo dat een deel van de bebouwing midden in het turbineveld komt te liggen. Dat is minder wenselijk vanuit de beleving van de bewoners.

Zowel een opstellingsstrategie met kortere lijnen die worden geplaatst tussen de linten als een strategie met blokken van turbines die in de open agrarische kamer worden gezet biedt de kans om een ruimtelijk patroon te realiseren binnen het veenkoloniale gebied met een passende balans tussen herkenbare opstellingen en een vrije horizon. In beide varianten bewegen de parken mee met de uiteenlopende verkavelingsrichtingen, beide tonen daarbij een boeiende ruimtelijke choreografie.

De beoogde locaties sluiten ten dele aan

De door de initiatiefnemers beoogde locaties sluiten ten dele aan bij de voorgaande aanbevelingen die voortkomen uit het onderzoek. De locatie Drentse Monden is landschappelijk het meest ruim, hier passen zowel lijnen als blokken. Dit is ook de locatie waar je de grootste opbrengst zou willen halen gezien de beschikbare ruimte. De locatie Oostermoer leent zich het beste voor een langere lijnopstelling. Vanuit die wetenschap zou een lijnopstelling ook de voorkeur genieten bij de andere locaties met als oogmerk om eenheid in de typologie van de opstellingen binnen de Veenkoloniën te bewaren.

De selectie van de locatie bij de N33 komt voort uit een andere benadering dan de hier

voorgestelde invalshoek om te kiezen voor een koppeling aan het grootschalige agrarische productiegebied. De keuze van deze locatie komt voort uit het al jarenlang gevoerde ruimtelijke beleid van de provincie Groningen. Daarin wordt gekozen voor een koppeling van de windturbines aan drie industrieterreinen in de Provincie waarvan de Oostboog bij Veendam er een is. Als vast wordt gehouden aan de continuïteit van dit beleid verdient het de voorkeur om bij de N33 een lijnopstelling te realiseren. Die aanpak heeft een sterke verwantschap met de opstelling van kortere lijnen tussen de linten elders in de Veenkoloniën waardoor als geheel binnen de regio een herkenbaar beeld ontstaat.

Bronnen

1. Aanvullende Zichtanalyse WP Eemshaven

Beek, R. (2007), Ecofys

2. Bestuursovereenkomst Plaatsingsproblematiek Windenergie (BLOW) 1991

Ministeries van VROM en EZ (1991)

3. Bestuursovereenkomst Plaatsingsproblematiek Windenergie (BLOW) 2001

Ministeries van VROM en EZ, de Provinciale Besturen en de Vereniging van Nederlandse Gemeenten (2001)

4. Een Choreografie voor 1000 molens

Feddes, Y. (2009) Rijksadviseur voor het Landschap, Atelier Rijksbouwmeester

5. Energierapport 2011

Ministerie van EL&I (2011)

6. Landscape & Wind Park: A landscape based strategy for the allocation of large wind parks in The Netherlands

Heersche, J., Nagtegaal, L. & Franssen, M. (2006), Wageningen Universiteit

7. Landschappelijk Verantwoord Ontwerpen van Windturbineparken

Adviesbureau E-Connection BV (1997)

8. Omgevingsvisie Drenthe

Provincie Drenthe (2010)

9. Provinciaal Omgevingsplan 2009-2013

Provincie Groningen (2009)

10. Schetsboek Windturbines & Ruimtelijke Kwaliteit: Landschappelijk onderzoek naar vides en concentratiegebieden

Bosch Slabbers tuin- en landschapsarchitecten & Bureau Schöne (2008) Ministeries van VROM, EZ en LNV

11. Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte

Ministeries van I&M en EL&I (2012)

12. Structuurvisie Windenergie op Land

Ministeries van I&M en EL&I

13. Windenergie in industriële omgeving: quickscan

Riek Bakker Advies i.s.m. BVR (2009)

14. Windmolens hebben landschappelijk verhaal nodig

Feddes, Y. (2009) Rijksadviseur voor het Landschap, Atelier Rijksbouwmeester

15. Windturbines in het Nederlandse Landschap: advies, achtergronden, visies

Sijmons, D. (2007) Rijksadviseur voor het Landschap, Atelier Rijksbouwmeester

Colofon

Opdrachtgever

Pondera Consult B.V.

Begeleidingsgroep

dhr. E. Arends	Pondera Consult B.V.
dhr. S. van de Bilt	Pondera Consult B.V.
dhr. A. Bruin	Ministerie van EL&I, directie Energie en Duurzaamheid
dhr. M. Buys	Ministerie van EL&I, directie Energie en Duurzaamheid
dhr. B. Doze	Ministerie van I&M, directie Gebieden en Projecten
mevr. G. Fenten	Ministerie van I&M, directie Water en Bodem

Planteam veenenbos en bosch landschapsarchitecten

Harm Veenenbos
Roel Theunissen

November 2012

BIJLAGE 19



709022
16 juli 2015

MILIEUEFFECTRAPPORT
WINDPARK DE DRENTSE
MONDEN EN OOSTERMOER

BIJLAGE 19

Kaartbijlage

Definitief



Legenda

-  Plangebied Drentse Monden
-  Plangebied Oostermoer

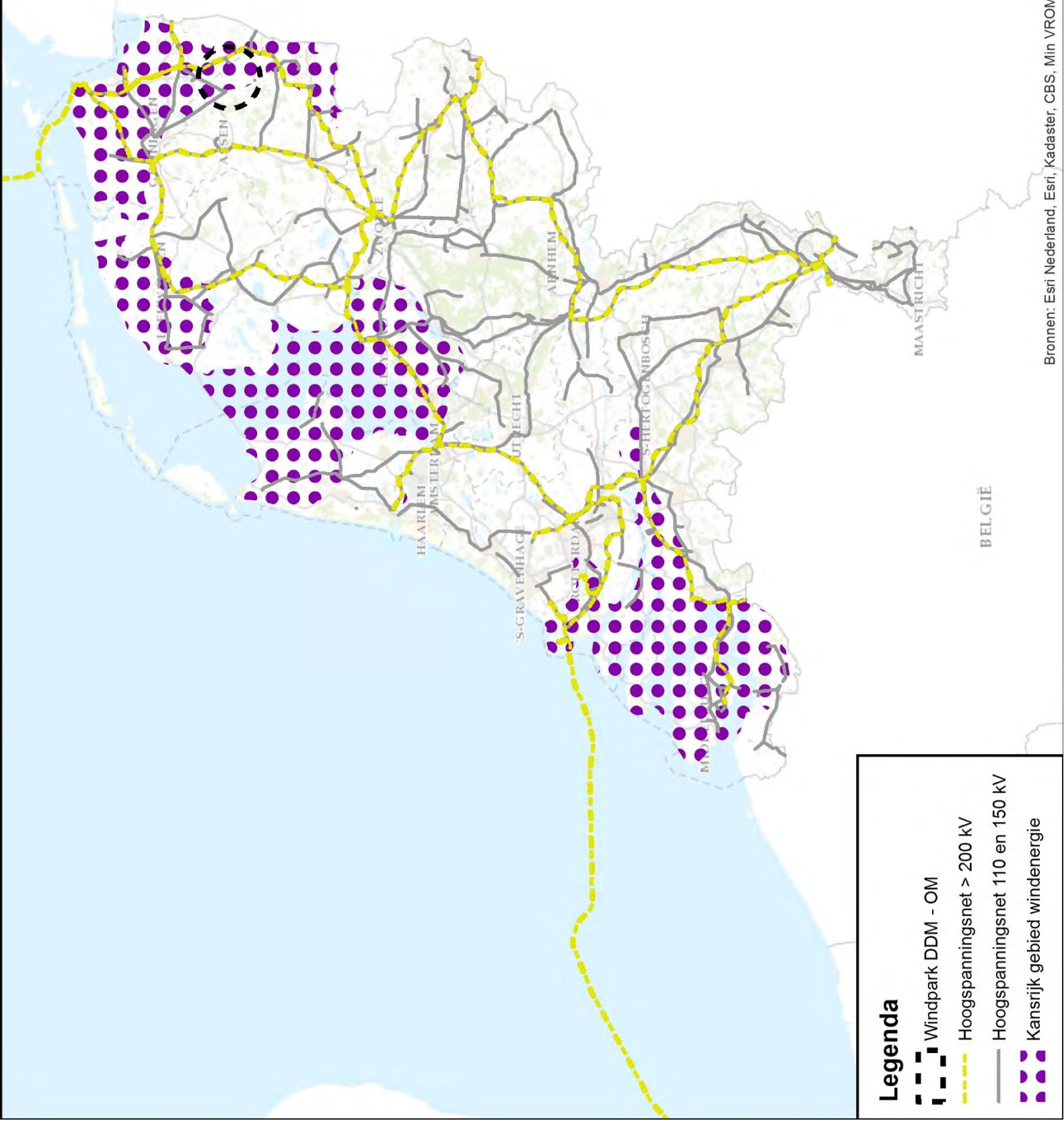
Veendam

Gieten

Stadskanaal

Musselkanaal

Borger



Legenda

- Windpark DDM - OM
- Hoogspanningsnet > 200 kV
- Hoogspanningsnet 110 en 150 kV
- Kansrijk gebied windenergie





Bos van Kruijt


Stadskanaal


Borger

Legenda

 Aanwezige structuur richting

 Laagvliegroute Defensie

 Wegen

 Woningen

0 0,5 1 2 3 4 Kilometer



Legenda



Plangebieden



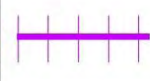
Laagvliegroute Defensie



Contour rond woningen



Buisleidingen





Elektriciteitsnetwerk

Beschikbare ontwerpruimte binnen plangebied

Plangebied windpark DDM - OM versus gebiedswijze locaties



Legenda

-  Locaties gebiedswijze Drenthe
-  Plangebied windpark DDM - OM

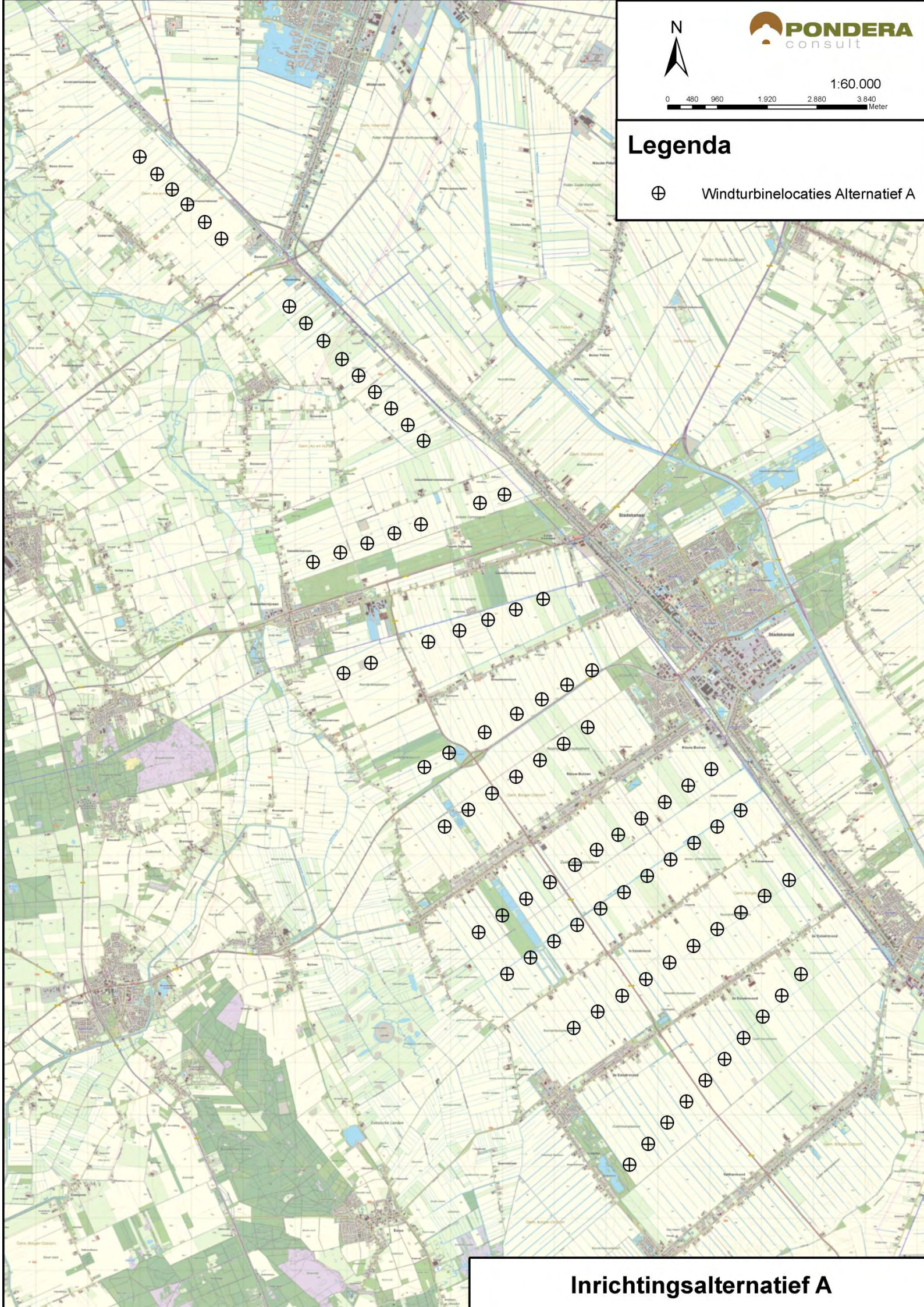
0 625 1.250 2.500 3.750 5.000
Meter

1:60.000



Legenda

⊕ Windturbinelocaties Alternatief A

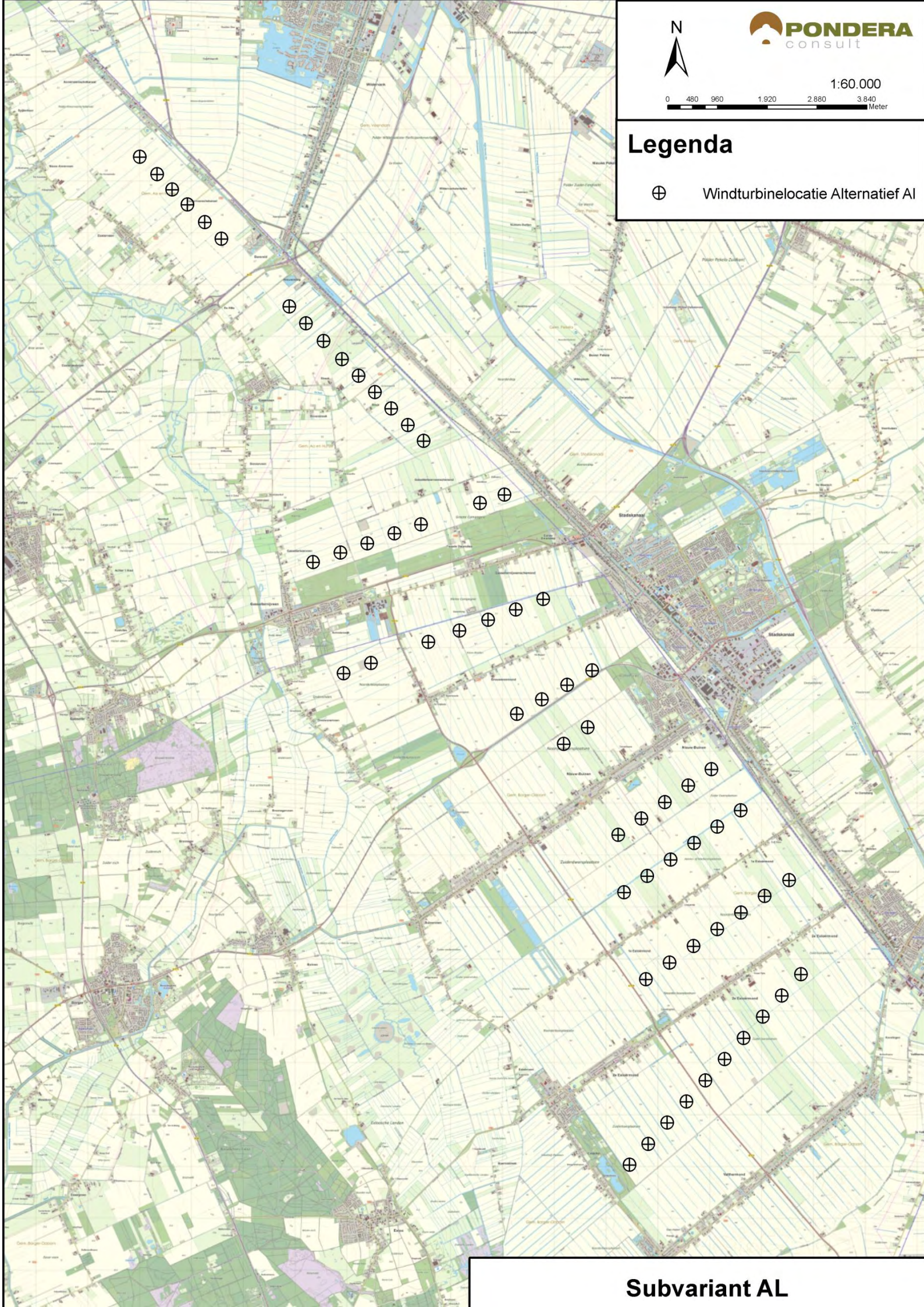


Inrichtingsalternatief A



Legenda

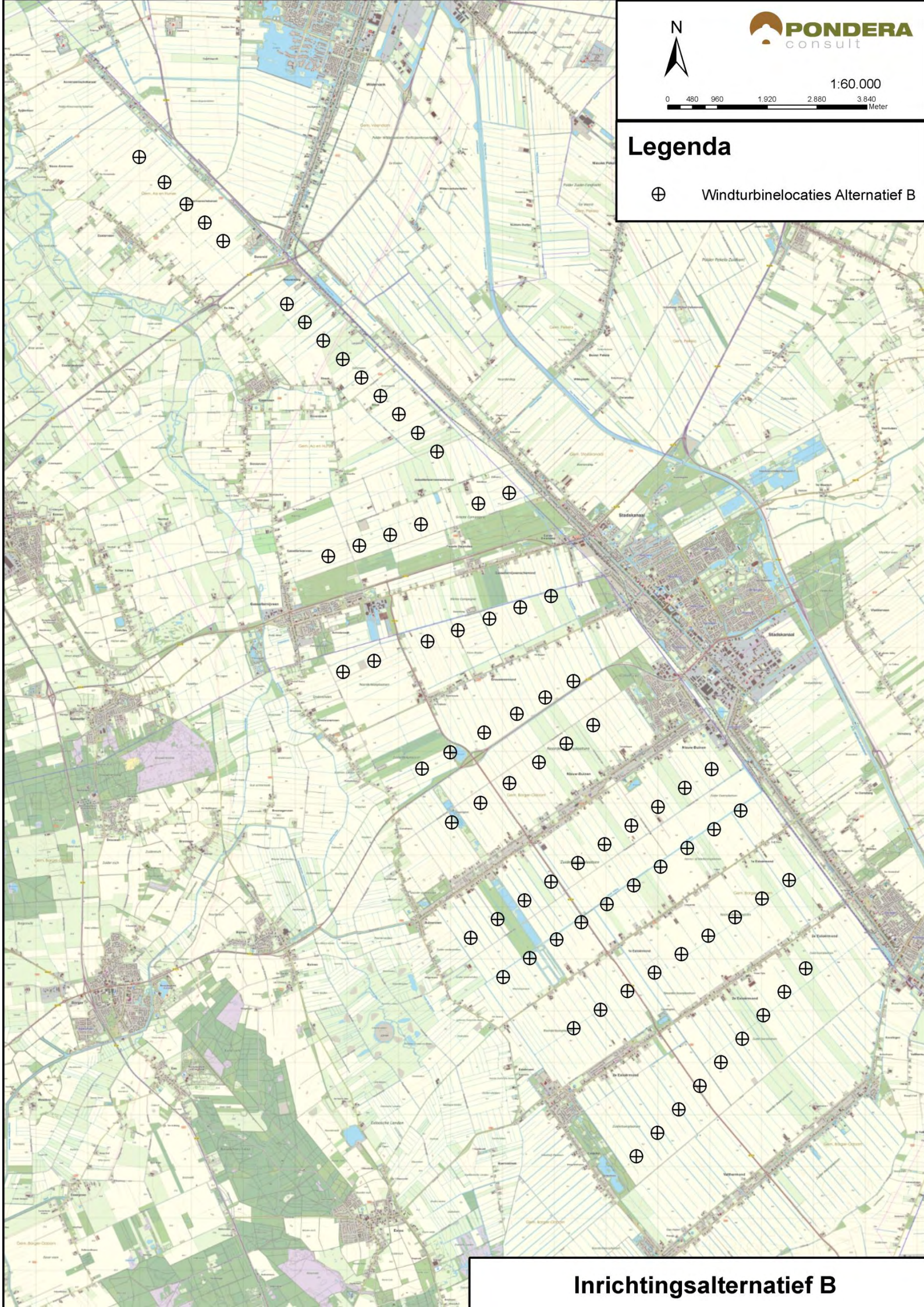
⊕ Windturbinelocatie Alternatief AL





Legenda

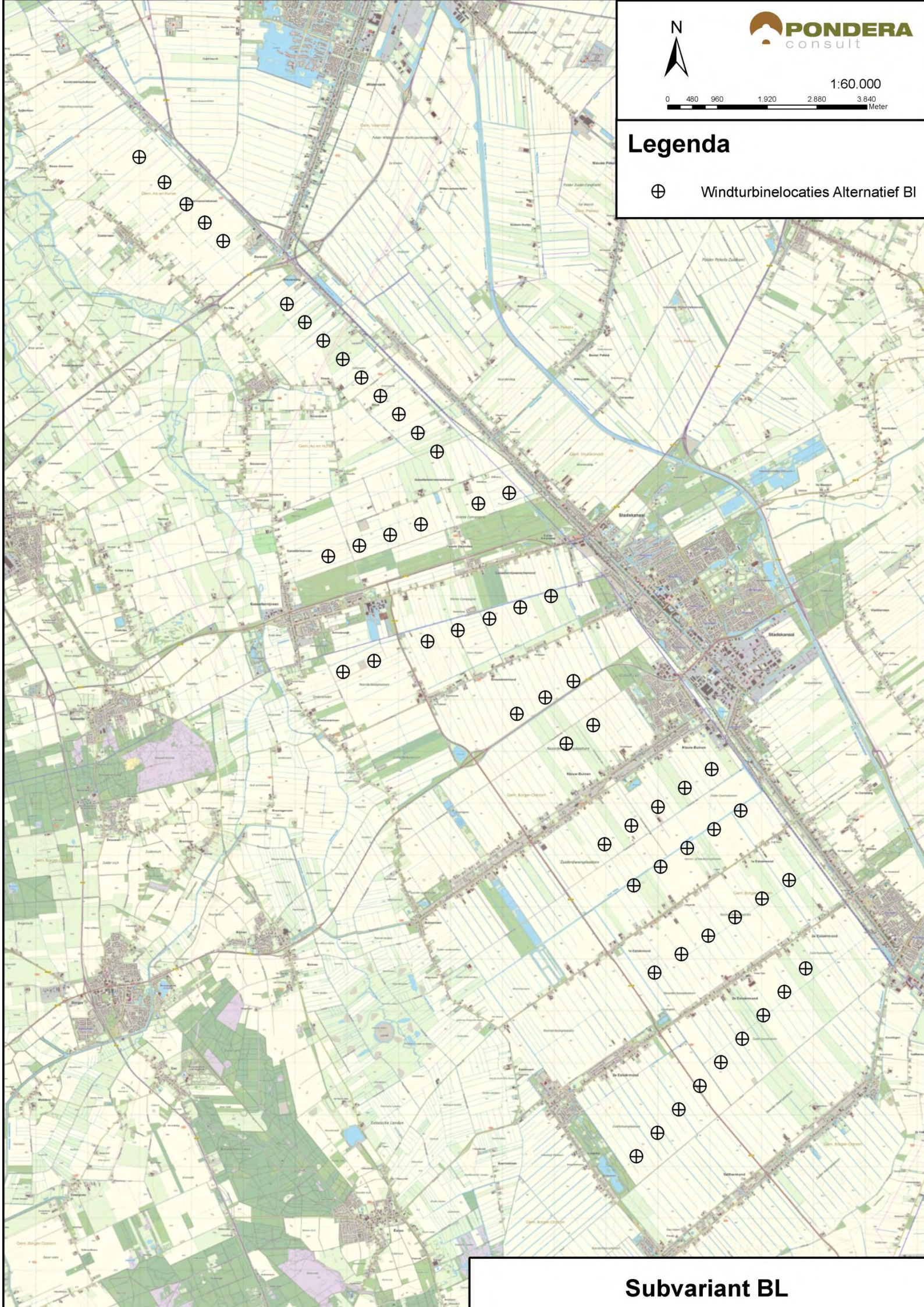
⊕ Windturbinelocaties Alternatief B





Legenda

⊕ Windturbinelocaties Alternatief BL



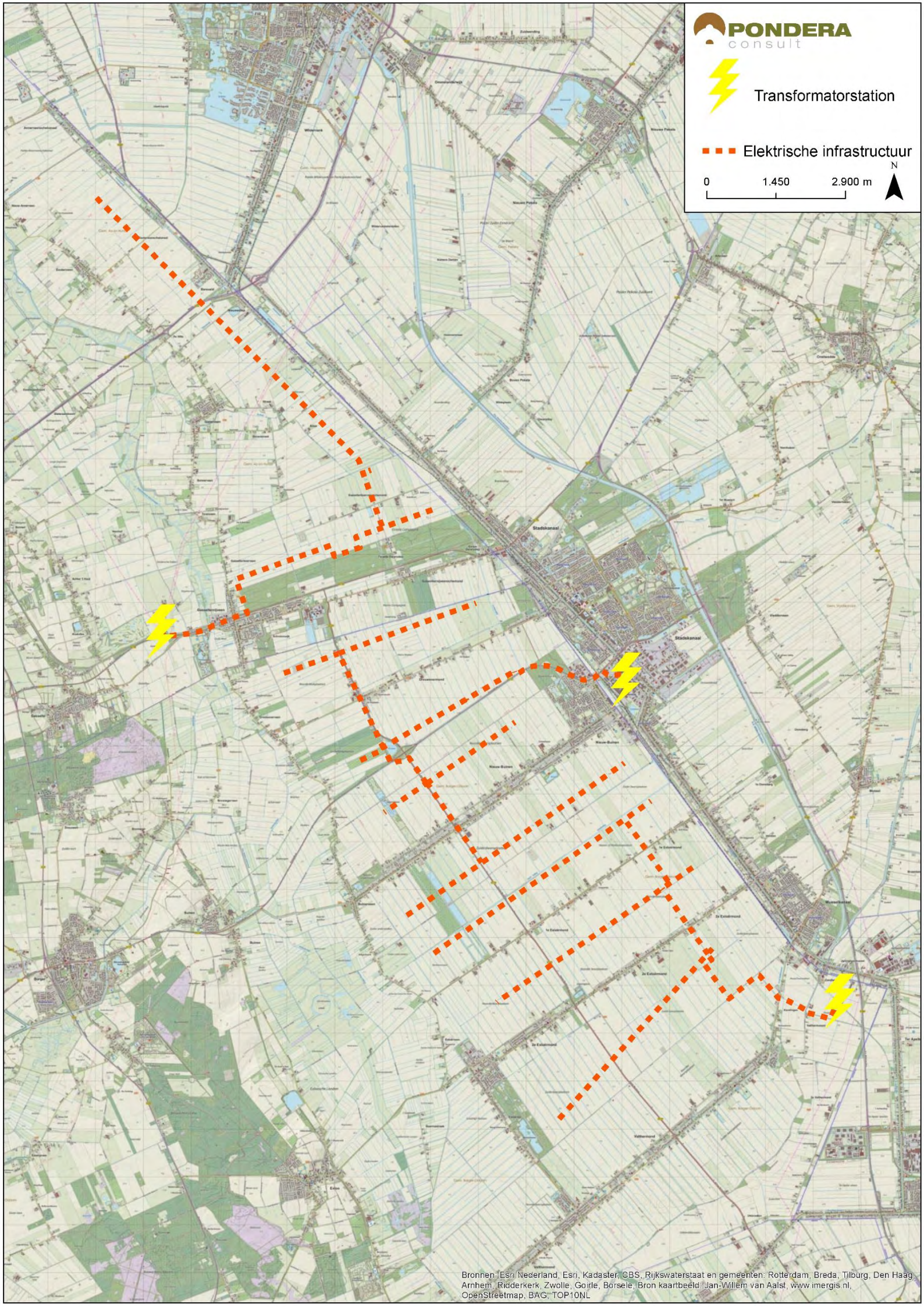
Subvariant BL



Transformatorstation

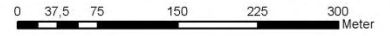
— — — — Elektrische infrastructuur

0 1.450 2.900 m





1:5.000



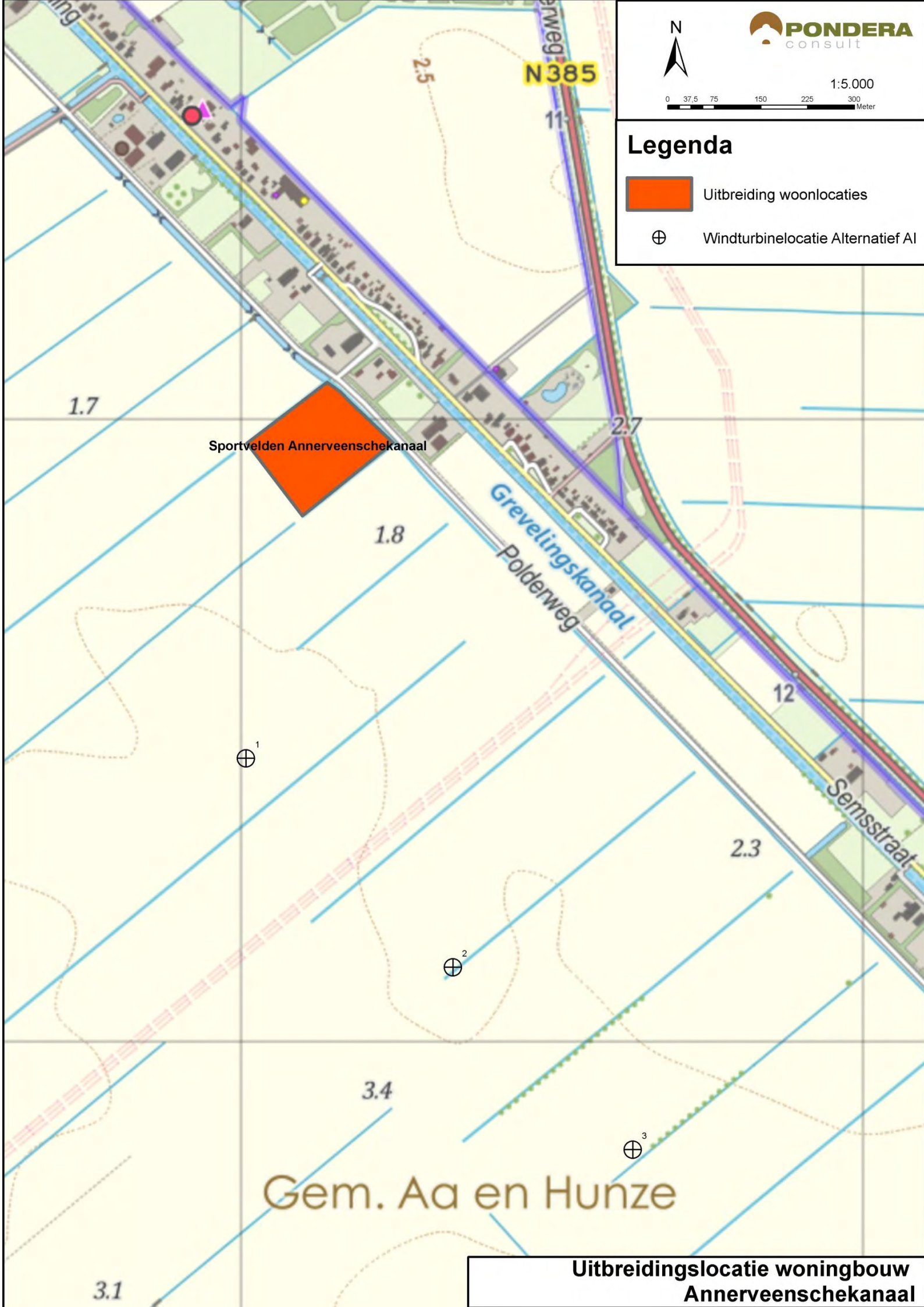
Legenda



Uitbreiding woonlocaties



Windturbinelocatie Alternatief A



Sportvelden Annerveenschekanaal

Gem. Aa en Hunze

**Uitbreidingslocatie woningbouw
Annerveenschekanaal**

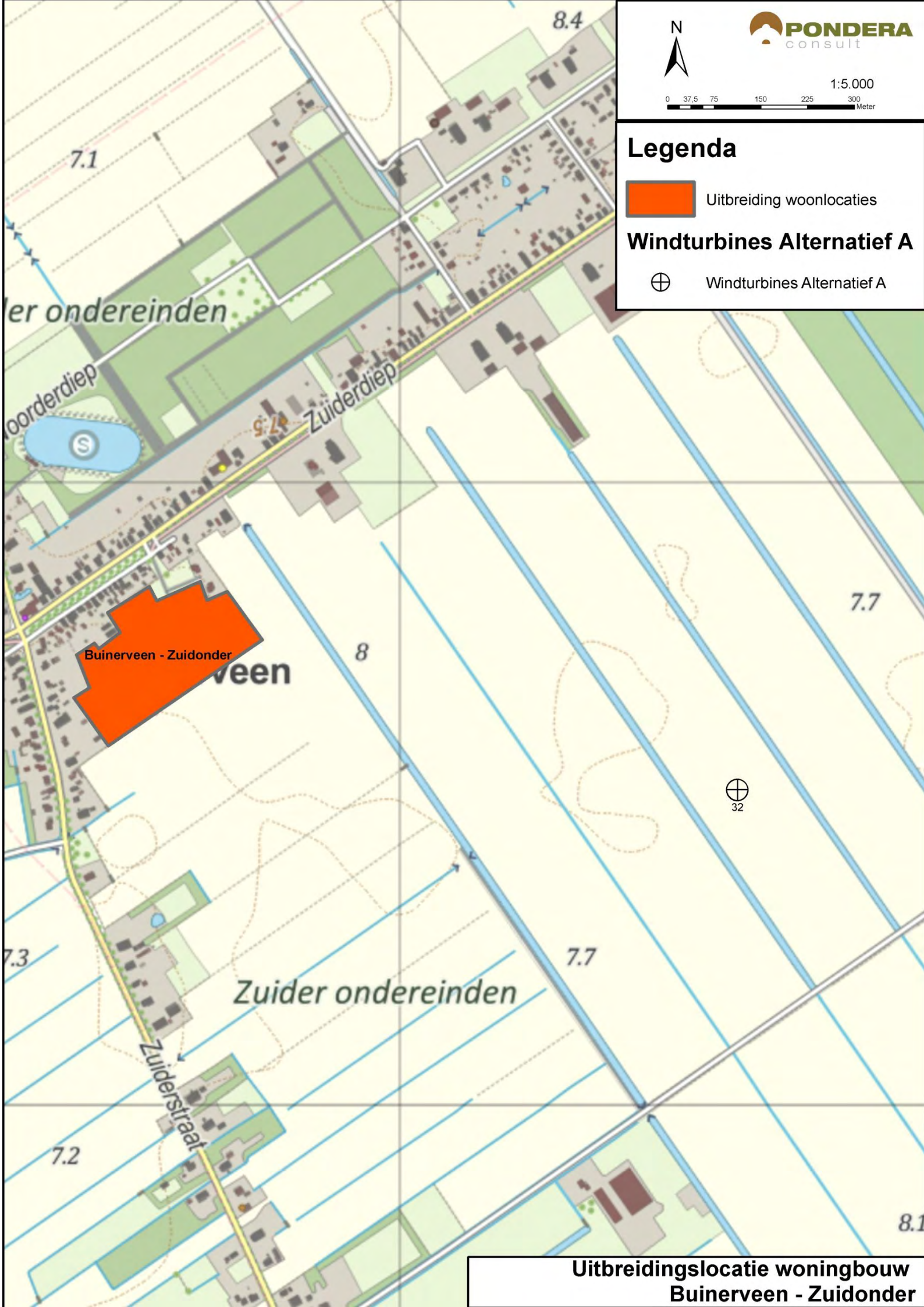


Legenda

 Uitbreiding woonlocaties

Windturbines Alternatief A

 Windturbines Alternatief A



**Uitbreidingslocatie woningbouw
Buinerveen - Zuidonder**




1:7.500



Legenda

 Uitbreiding woonlocaties

Windturbines Alternatief A

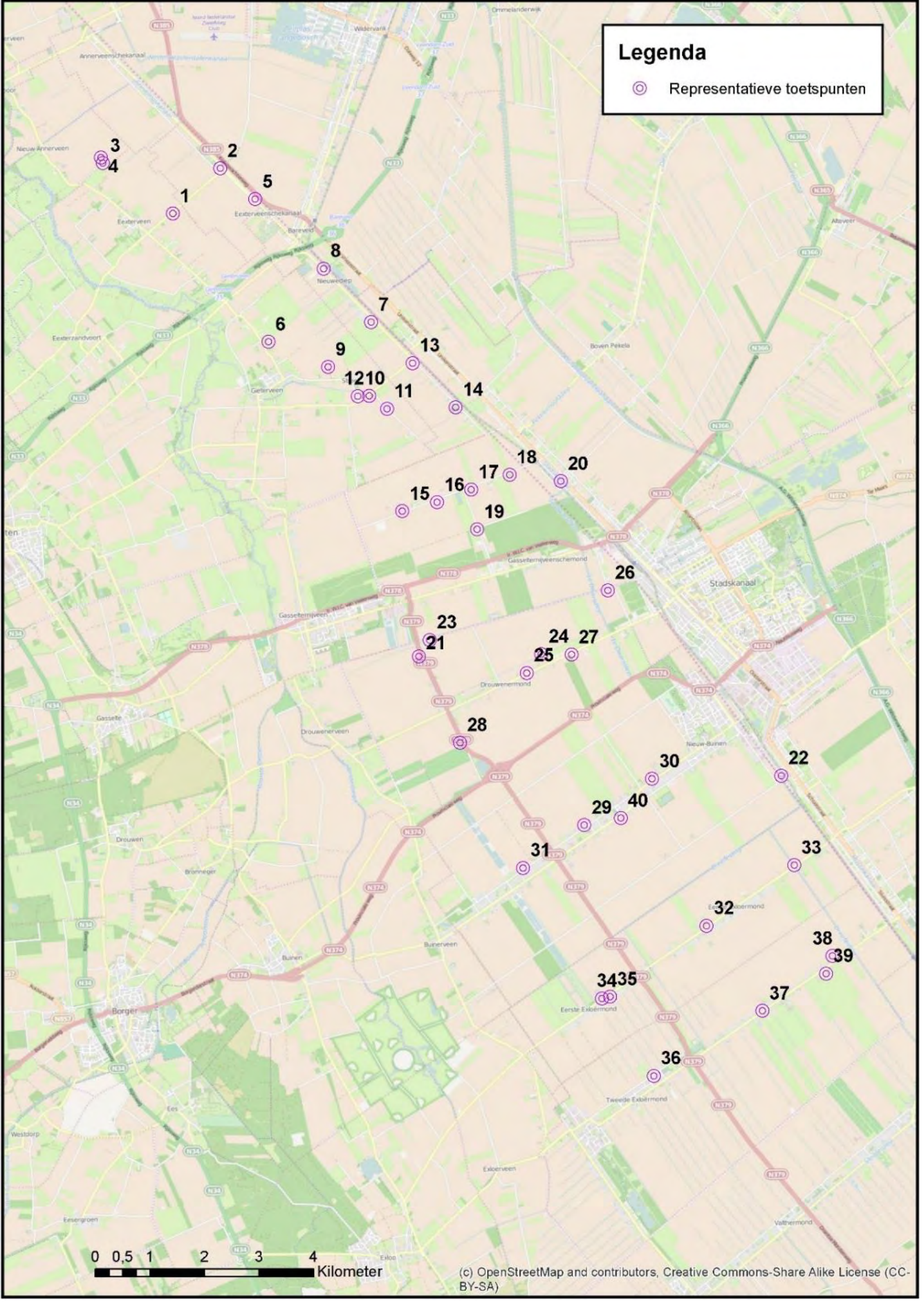
 Windturbines Alternatief A



**Uitbreidingslocatie woningbouw
Nieuw Buinen - Nieuw Veenlanden**

Legenda

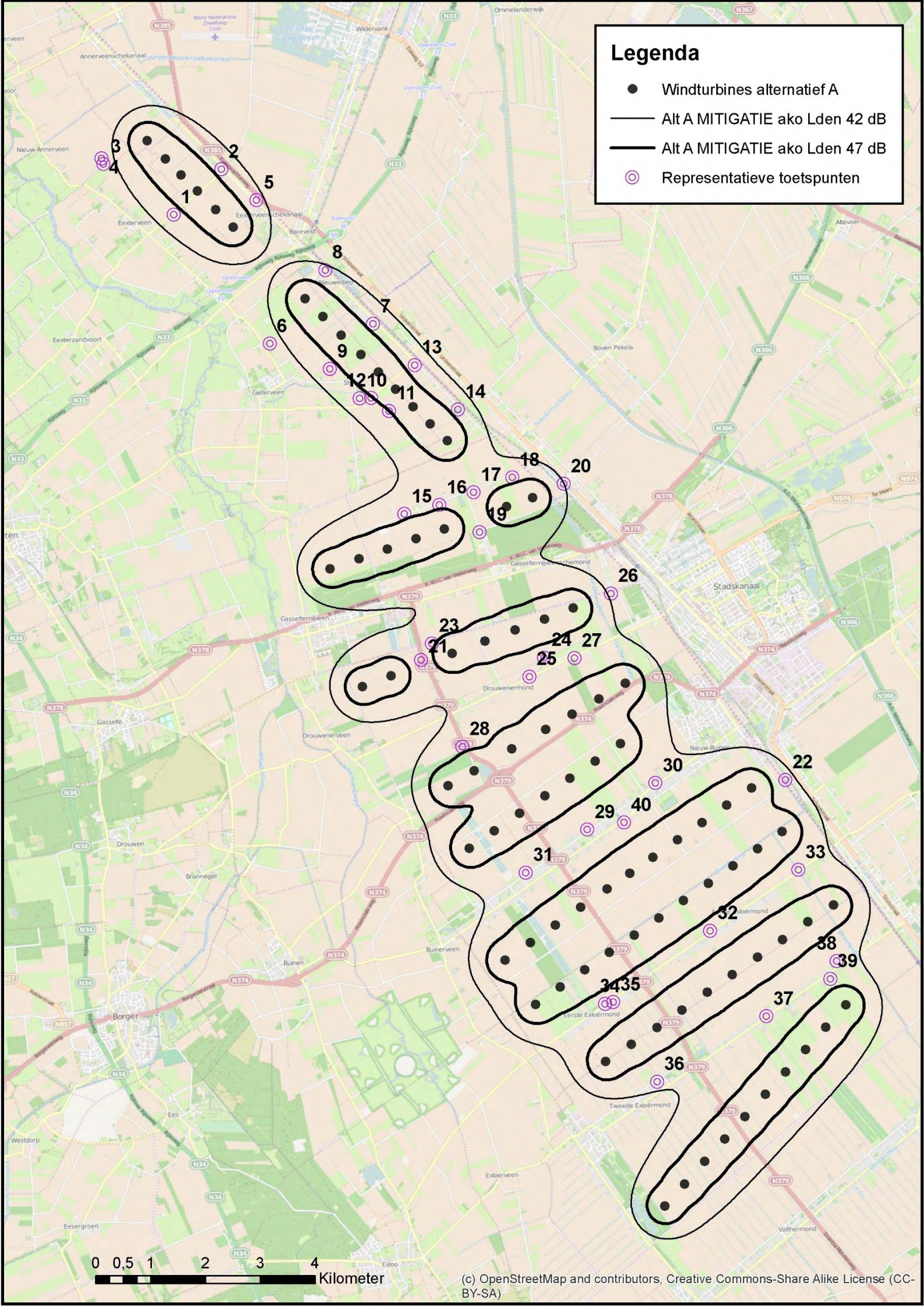
⊙ Representatieve toetspunten



0 0.5 1 2 3 4 Kilometer

Legenda

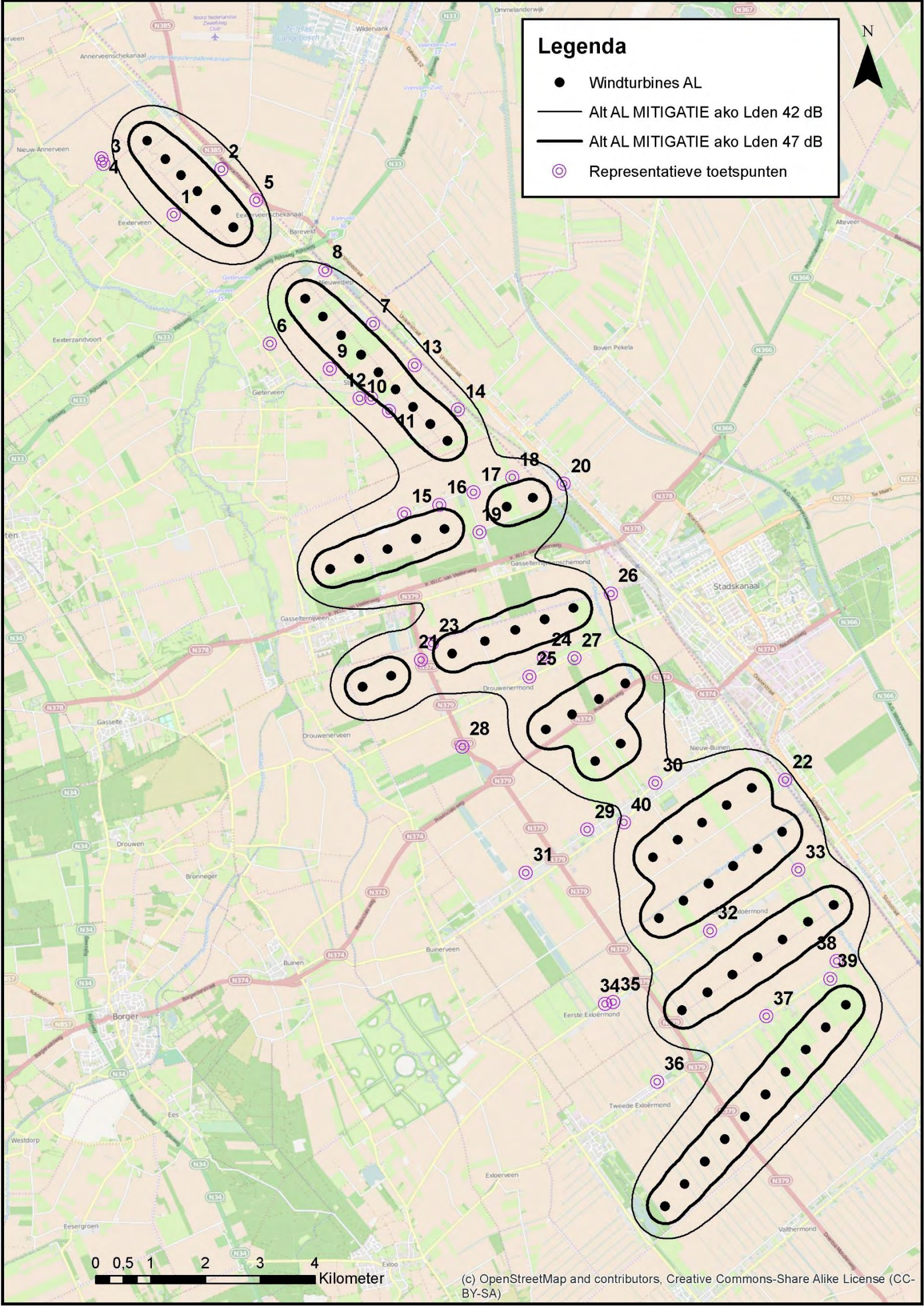
- Windturbines alternatief A
- Alt A MITIGATIE ako Lden 42 dB
- Alt A MITIGATIE ako Lden 47 dB
- Representatieve toetspunten



0 0,5 1 2 3 4 Kilometer

Legenda

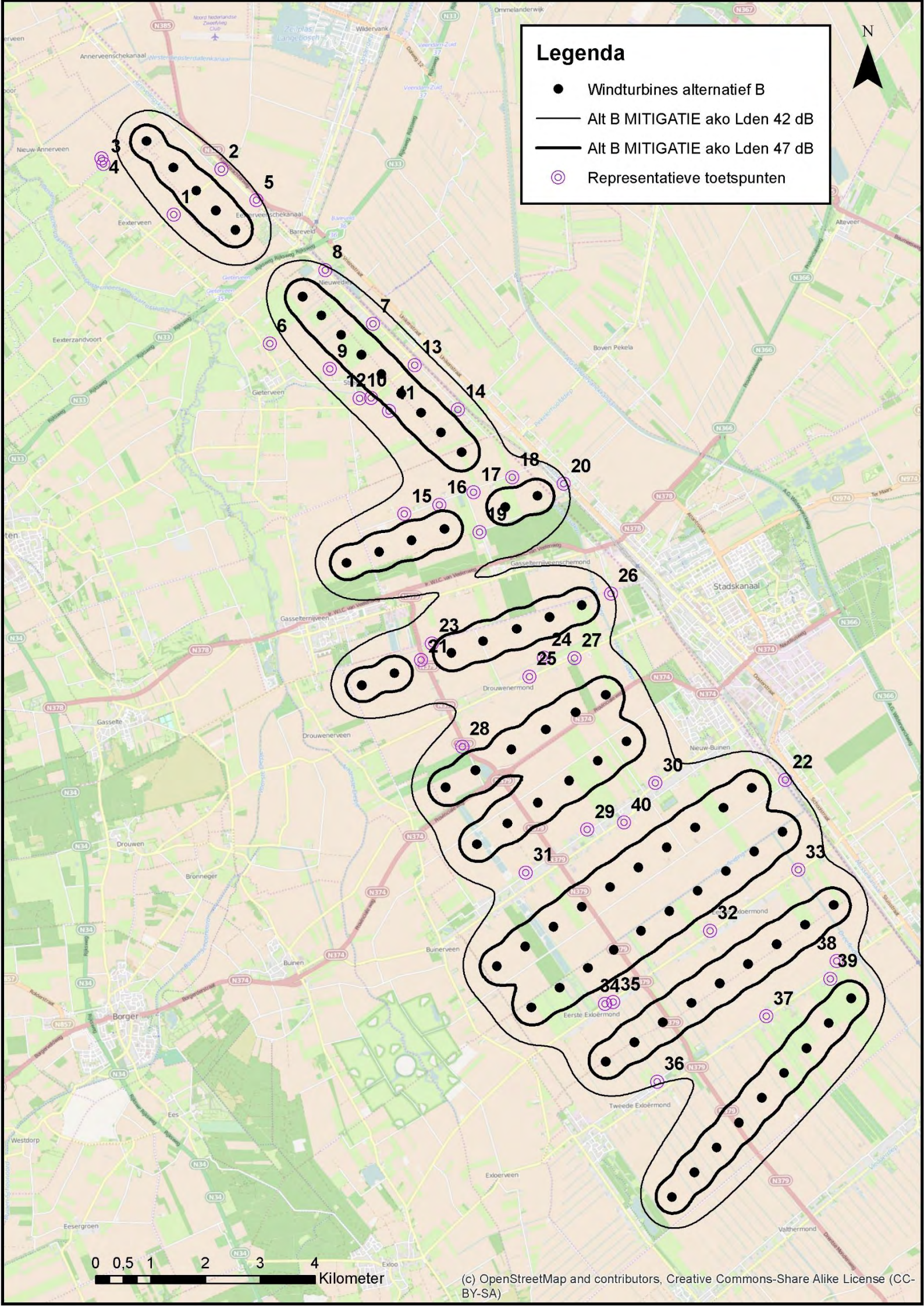
- Windturbines AL
- Alt AL MITIGATIE ako Lden 42 dB
- Alt AL MITIGATIE ako Lden 47 dB
- Representatieve toetspunten



0 0,5 1 2 3 4 Kilometer

Legenda

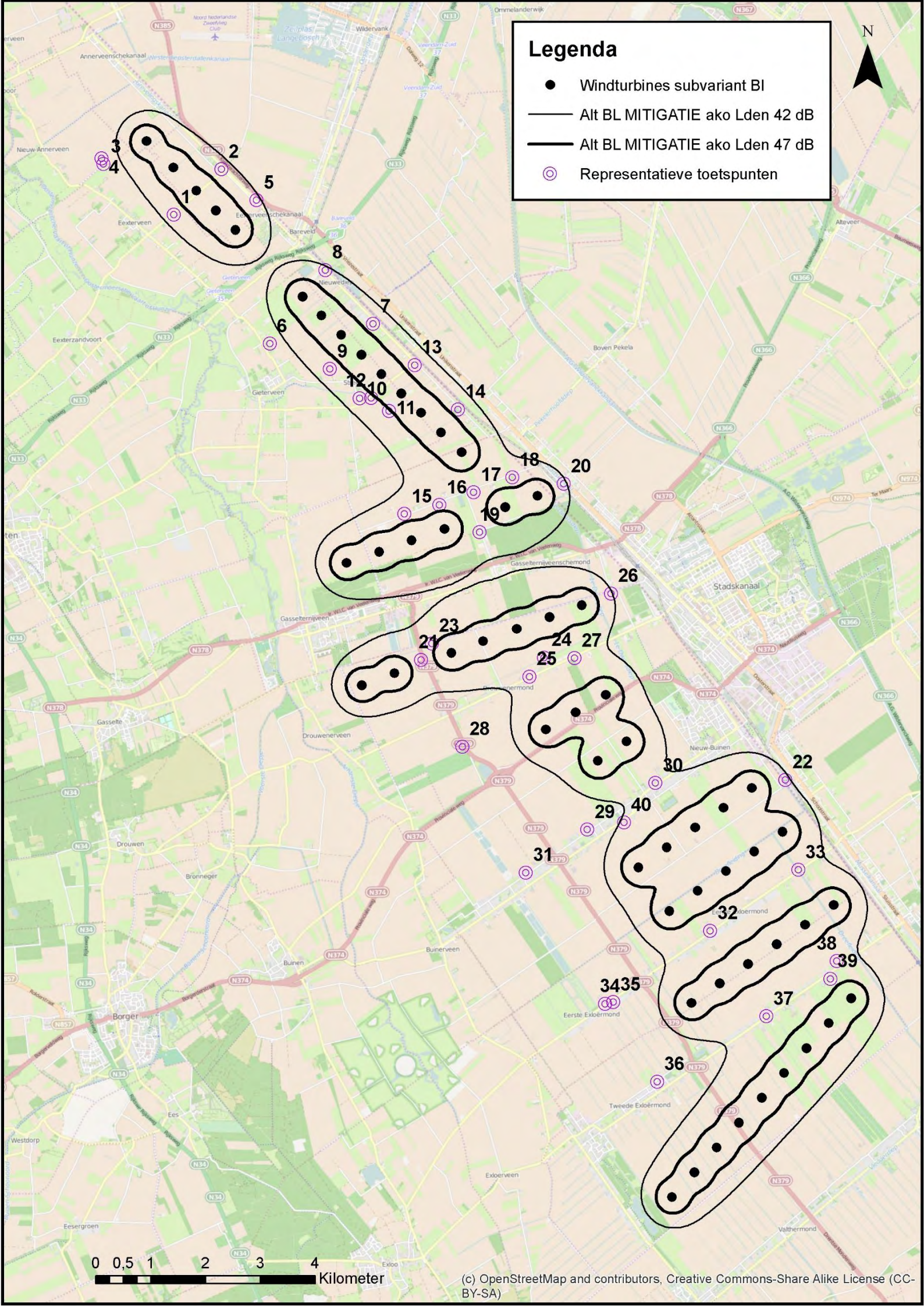
- Windturbines alternatief B
- Alt B MITIGATIE ako Lden 42 dB
- Alt B MITIGATIE ako Lden 47 dB
- Representatieve toetspunten



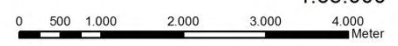
0 0,5 1 2 3 4 Kilometer

Legenda

- Windturbines subvariant BI
- Alt BL MITIGATIE ako Lden 42 dB
- Alt BL MITIGATIE ako Lden 47 dB
- Representatieve toetspunten








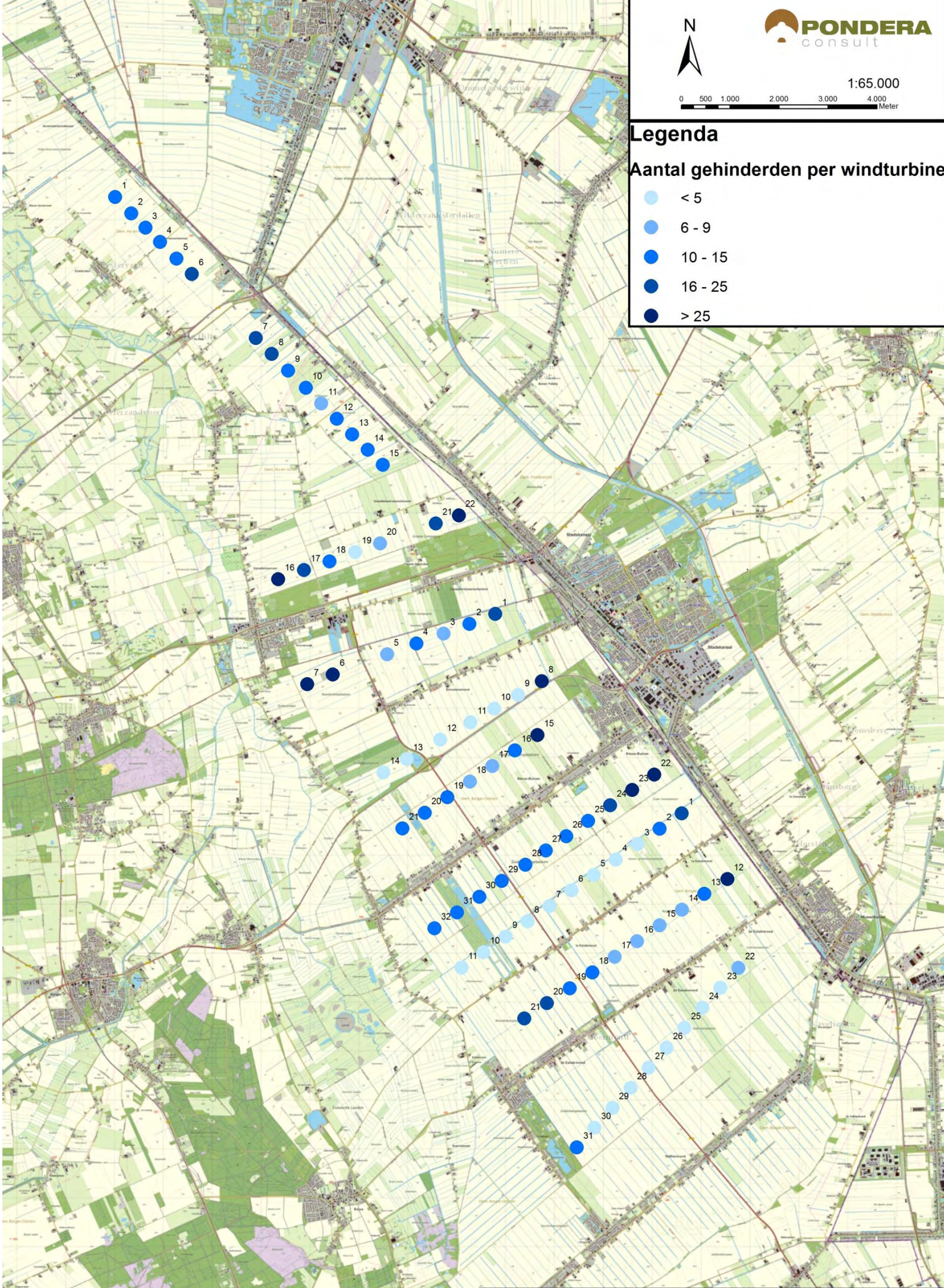
0 0,5 1 2 3 4 Kilometer



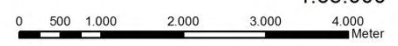
Legenda

Aantal gehinderden per windturbine

-  < 5
-  6 - 9
-  10 - 15
-  16 - 25
-  > 25








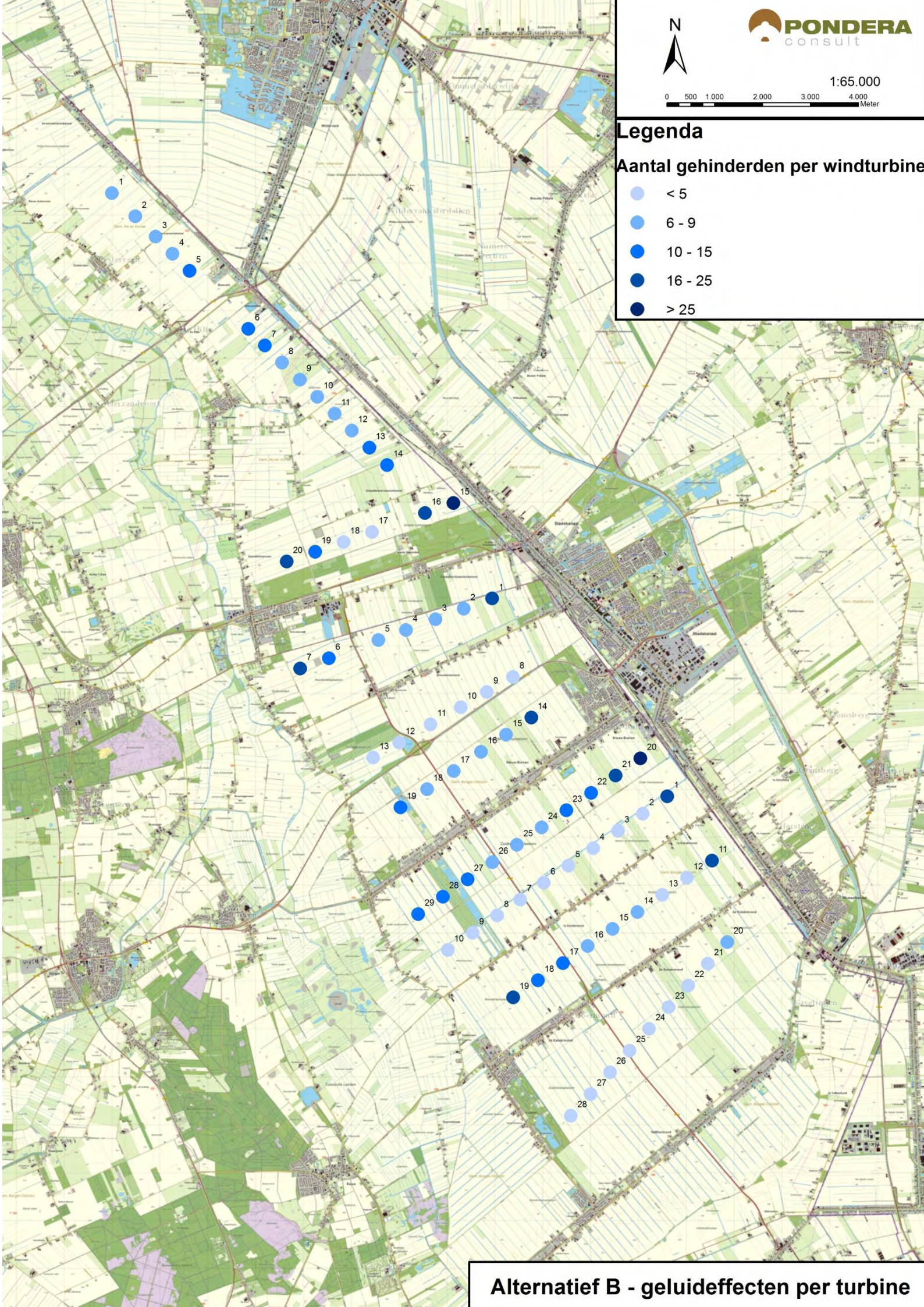
Alternatief A - geluideffecten per turbine



Legenda

Aantal gehinderden per windturbine

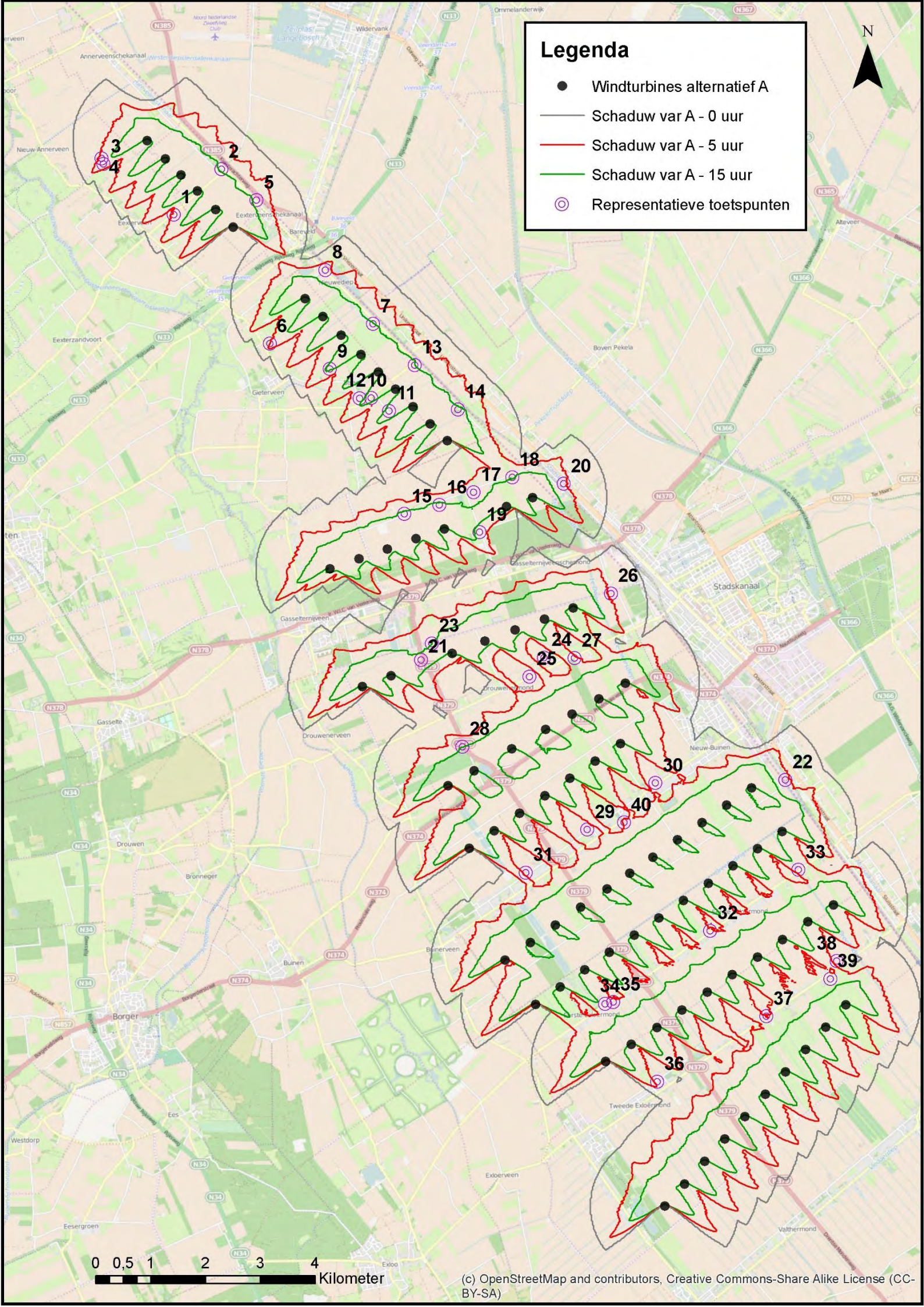
-  < 5
-  6 - 9
-  10 - 15
-  16 - 25
-  > 25



Alternatief B - geluideffecten per turbine

Legenda

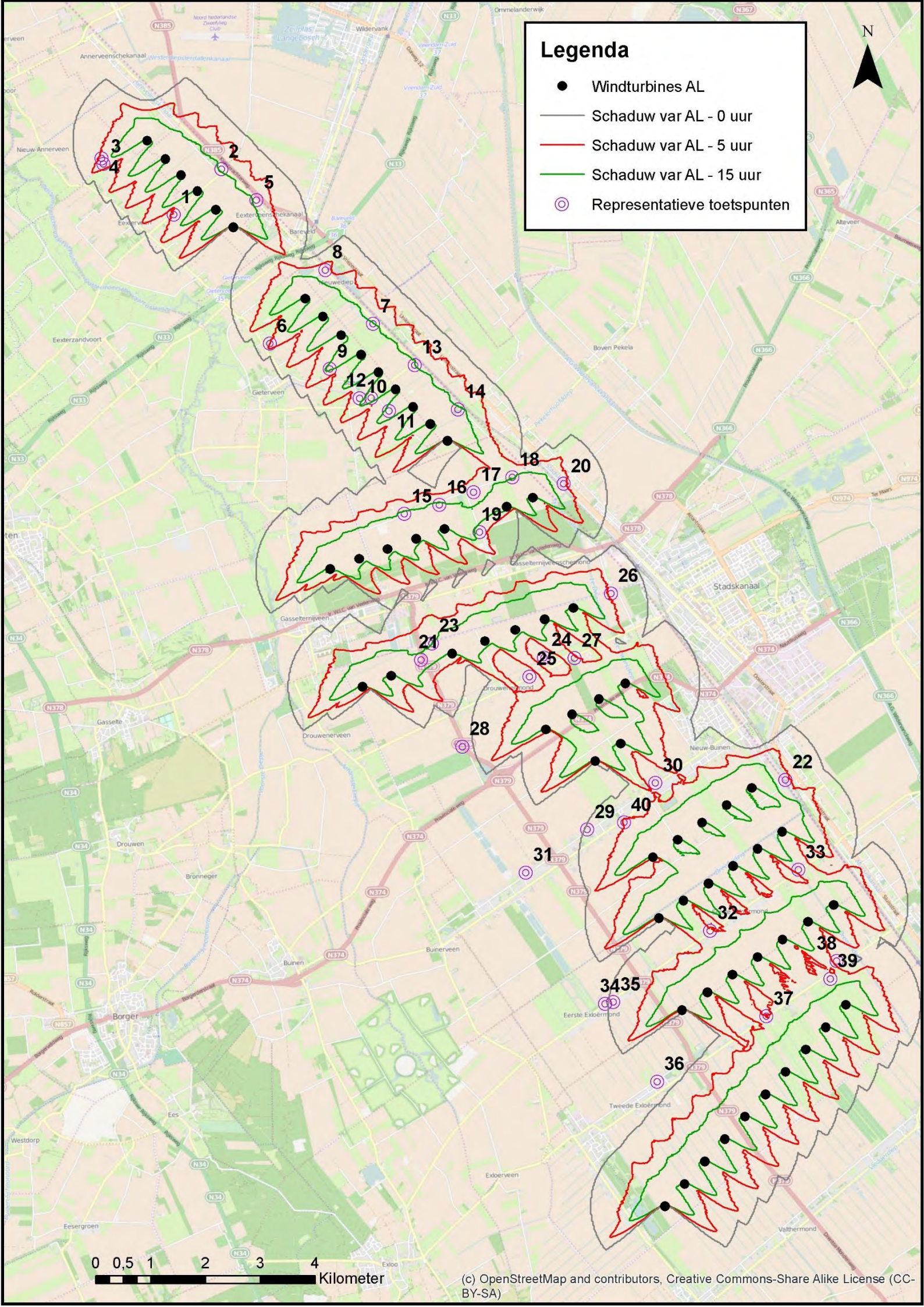
- Windturbines alternatief A
- Schaduw var A - 0 uur
- Schaduw var A - 5 uur
- Schaduw var A - 15 uur
- ⊙ Representatieve toetspunten



0 0,5 1 2 3 4 Kilometer

Legenda

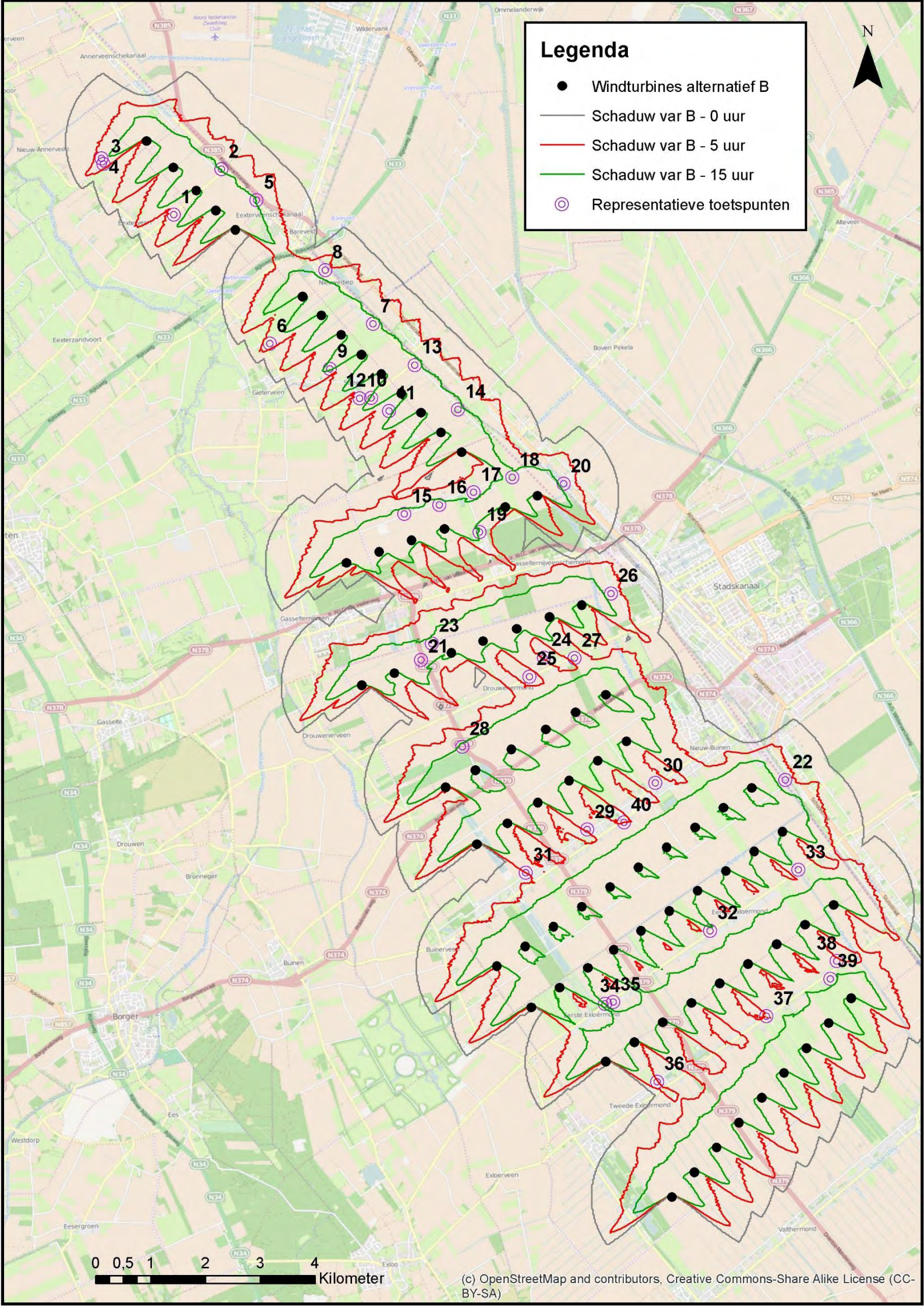
- Windturbines AL
- Schaduw var AL - 0 uur
- Schaduw var AL - 5 uur
- Schaduw var AL - 15 uur
- Representatieve toetspunten



0 0,5 1 2 3 4 Kilometer

Legenda

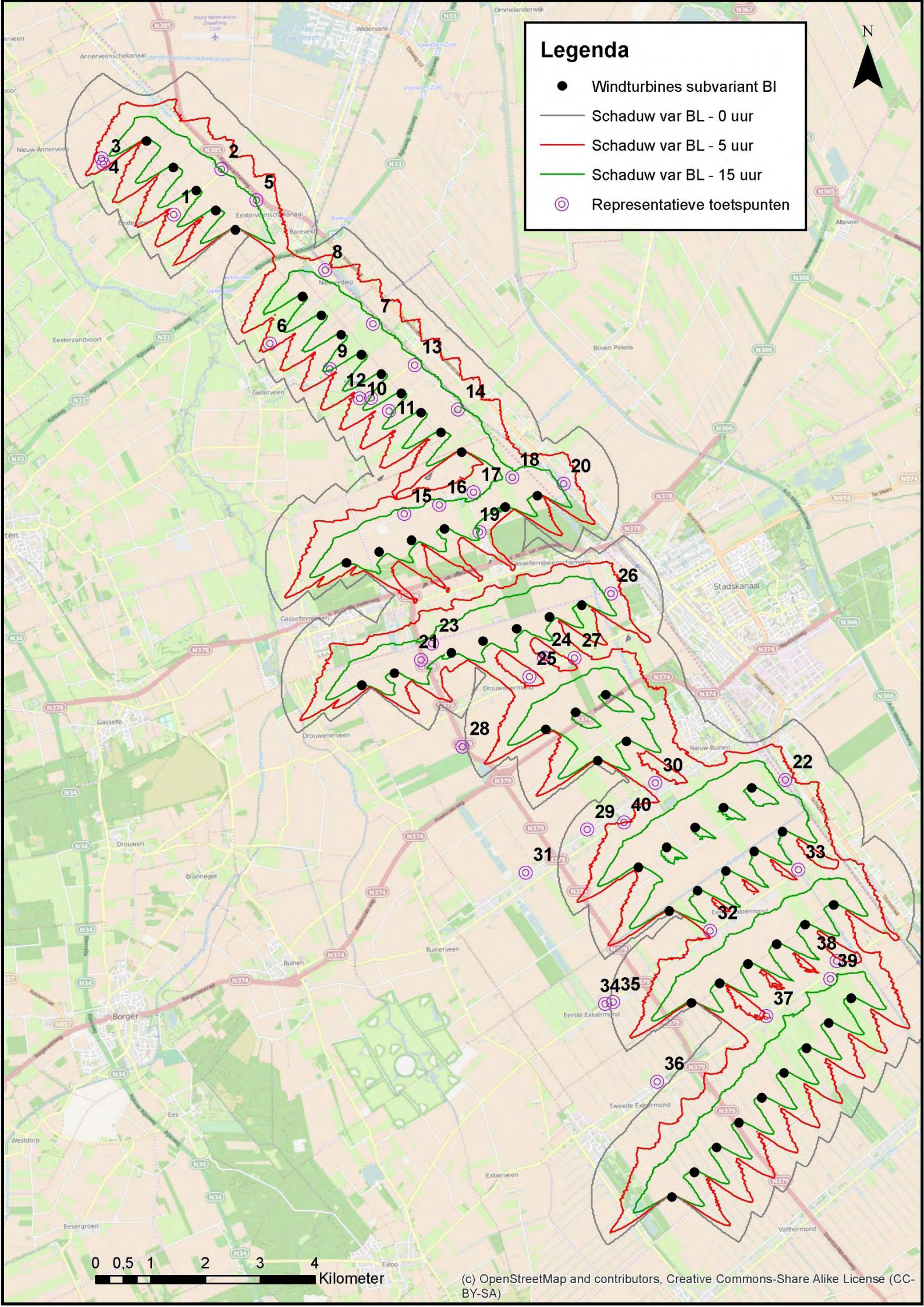
- Windturbines alternatief B
- Schaduw var B - 0 uur
- Schaduw var B - 5 uur
- Schaduw var B - 15 uur
- ⊙ Representatieve toetspunten



0 0,5 1 2 3 4 Kilometer

Legenda



- Windturbines subvariant BI
- Schaduw var BL - 0 uur
- Schaduw var BL - 5 uur
- Schaduw var BL - 15 uur
- ⊙ Representatieve toetspunten

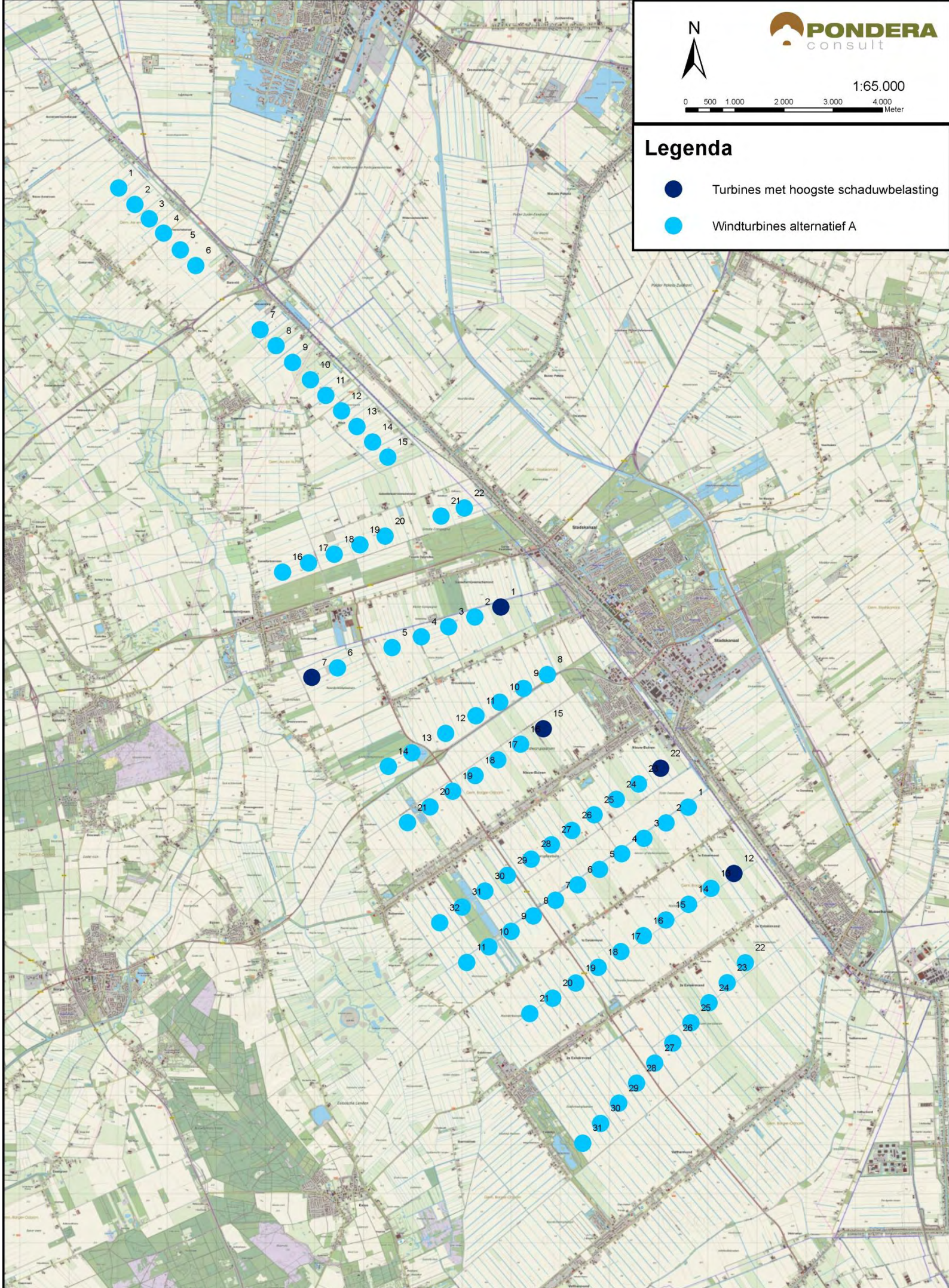


0 0,5 1 2 3 4 Kilometer



Legenda



-  Turbines met hoogste schaduwbelasting
-  Windturbines alternatief A

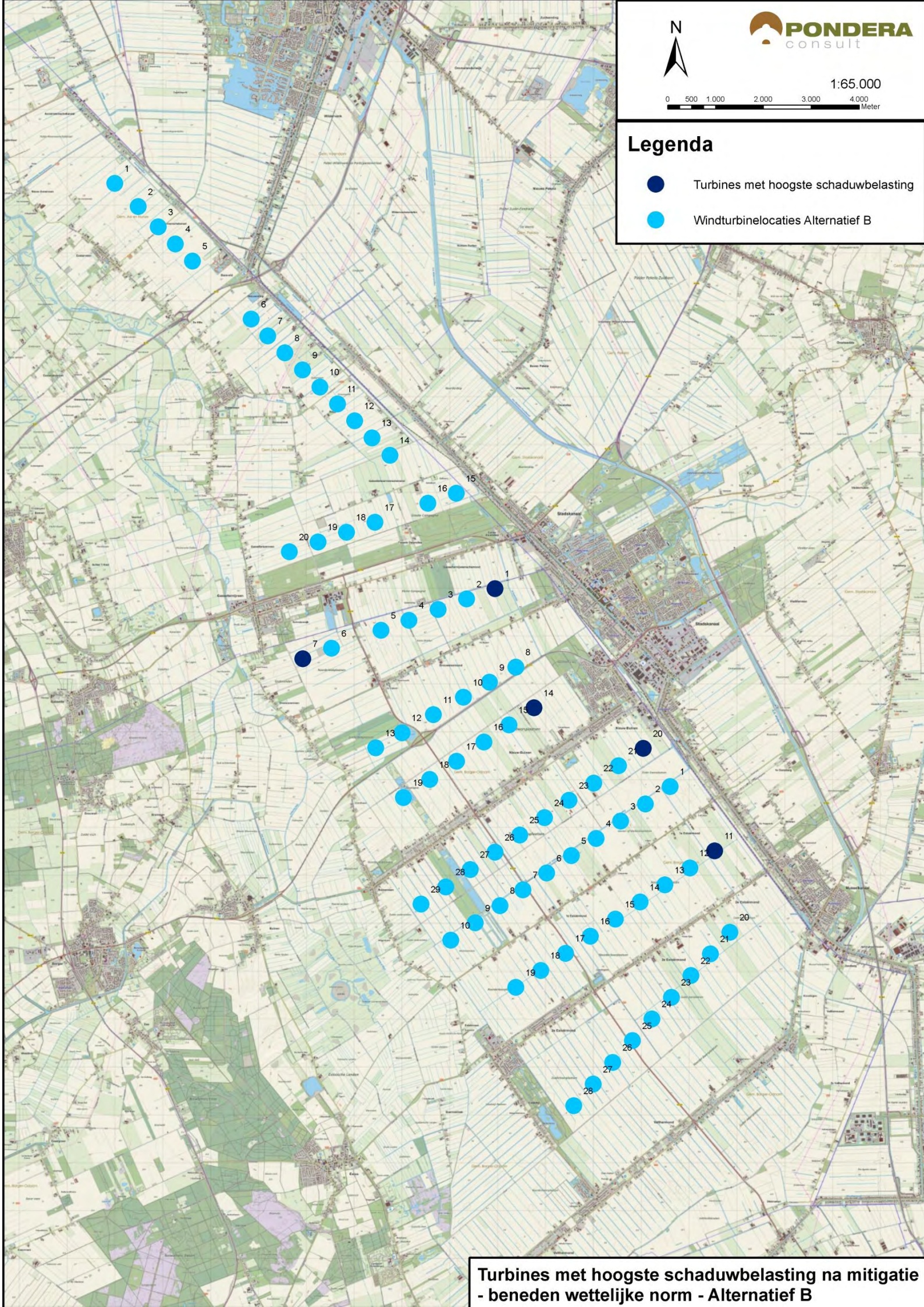


Turbines met hoogste schaduwbelasting na mitigatie - beneden wettelijke norm - Alternatief A



Legenda

-  Turbines met hoogste schaduwbelasting
-  Windturbinelocaties Alternatief B






Turbines met hoogste schaduwbelasting na mitigatie - beneden wettelijke norm - Alternatief B

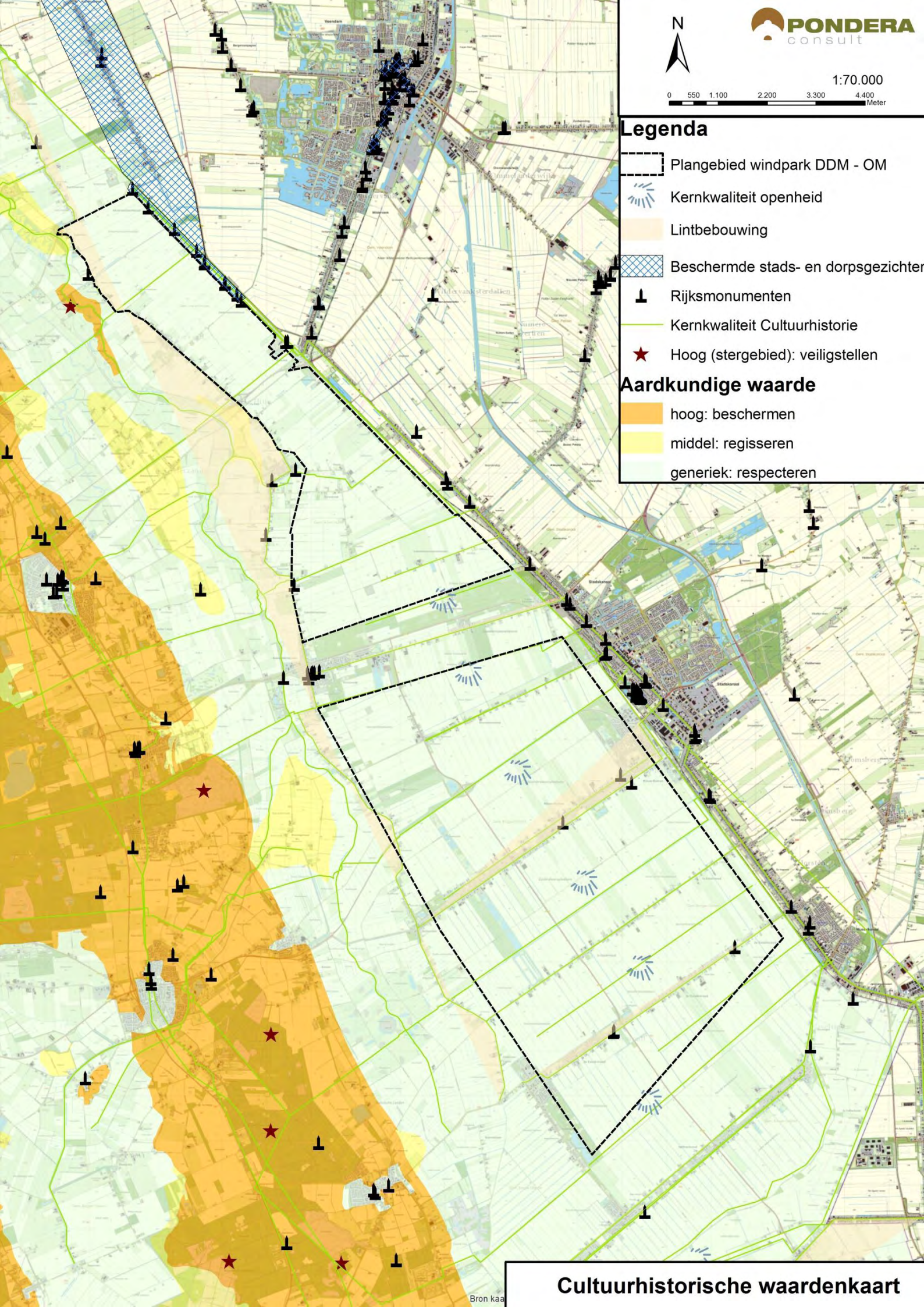











Legenda

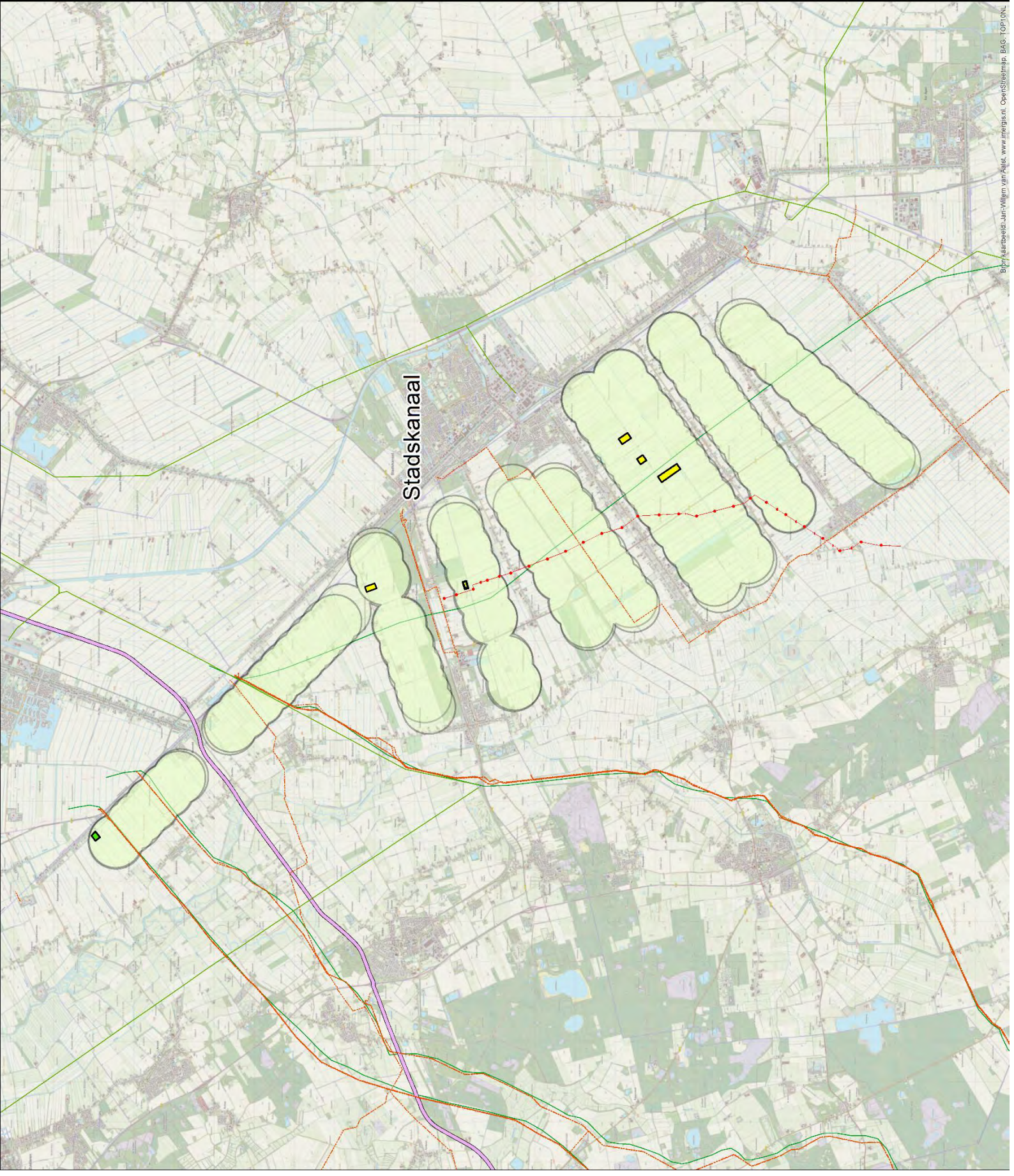
-  Plangebied windpark DDM - OM
-  Kernkwaliteit openheid
-  Lintbebouwing
-  Beschermd stads- en dorpsgezichten
-  Rijksmonumenten
-  Kernkwaliteit Cultuurhistorie
-  Hoog (sterg gebied): veiligstellen

Aardkundige waarde

-  hoog: beschermen
-  middel: registreren
-  generiek: respecteren



-  Industrie
-  Inrichtingen
-  Herbestemming sportveld
-  NAM-leiding
-  Gasunie-leiding
-  Hoogspanningsnetwerk
-  Rijksweg N33
-  Identificatieafstand Alt A
-  Identificatieafstand Alt B



Legenda

⊕ Windturbine variant A

⊕ Windturbine variant B

▭ Plangebied



Schaal 1:6.000

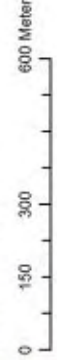


Legenda

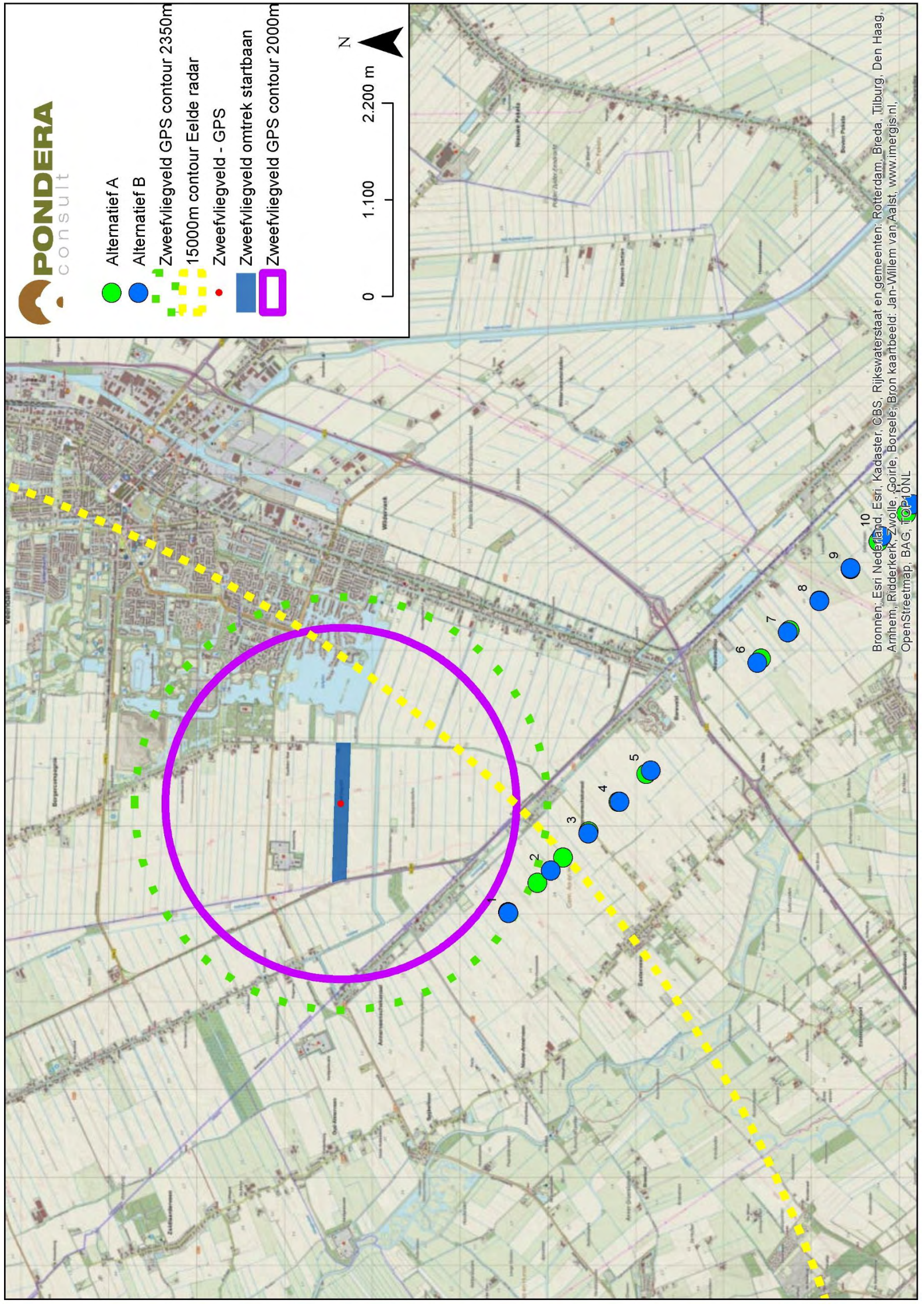
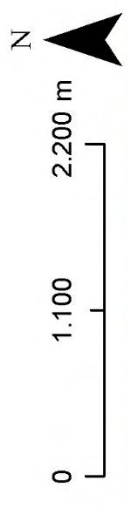
- ⊕ Windturbine alternatief A
- ⊕ Windturbine alternatief B
- ▭ Plangebied Oostermoer



Schaal 1:11.000



- Alternatief A
- Alternatief B
- ZwEEfvlIEgveld GPS contour 2350m
- 15000m contour Eelde radar
- ZwEEfvlIEgveld - GPS
- ZwEEfvlIEgveld omtrek startbaan
- ZwEEfvlIEgveld GPS contour 2000m




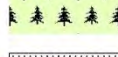


Legenda

 Plangebieden

Grondgebruik

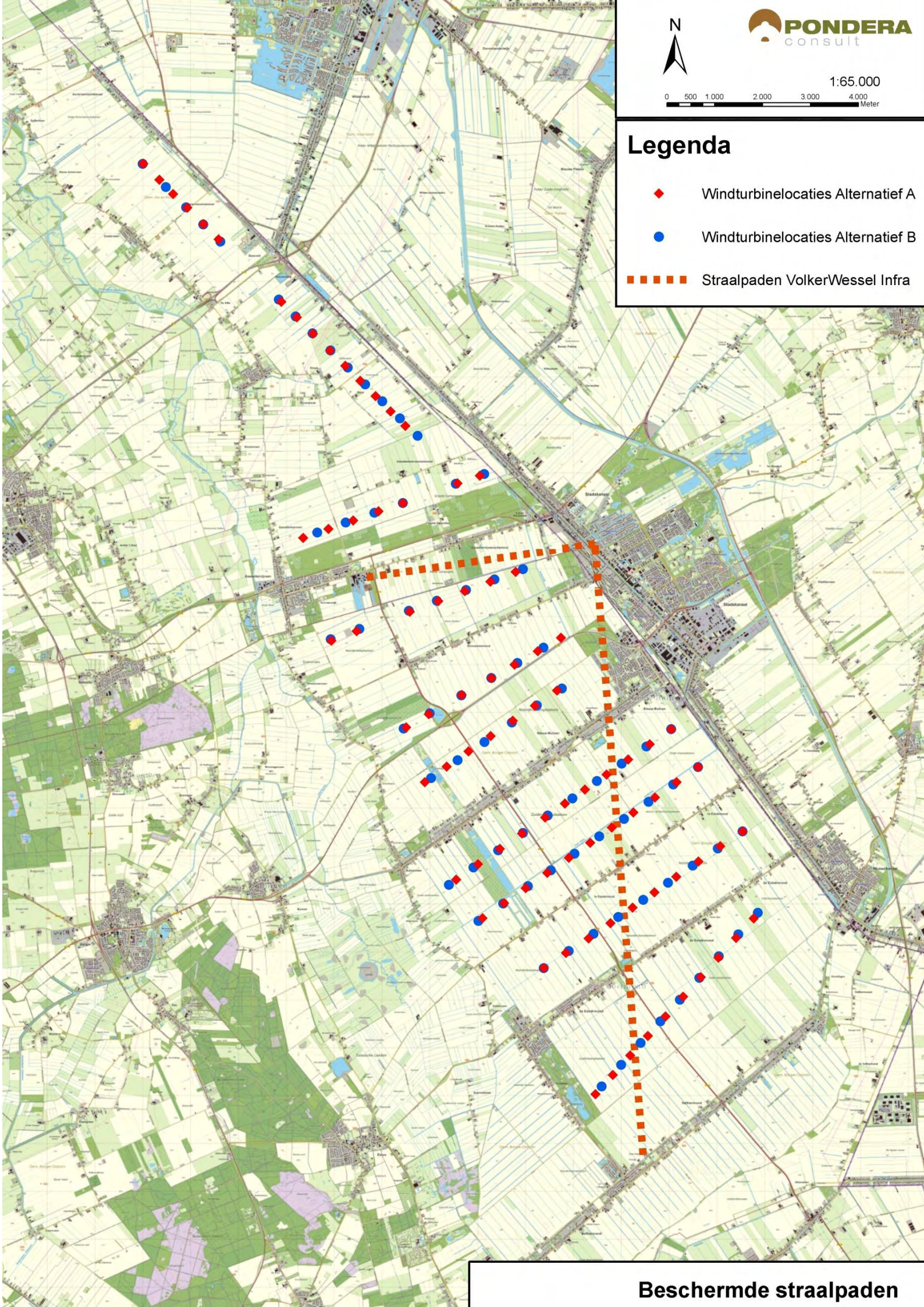
Grondgebruik terrein

-  akkerland
-  bebouwd gebied
-  boomgaard
-  boomkwekerij
-  bos: gemengd bos
-  bos: griend
-  bos: loofbos
-  bos: naaldbos
-  dodenakker
-  fruitkwekerij
-  grasland
-  heide
-  overige bebouwing
-  populieren
-  zand



Legenda

- ◆ Windturbinelocaties Alternatief A
- Windturbinelocaties Alternatief B
- ▣ Straalpaden VolkerWessel Infra

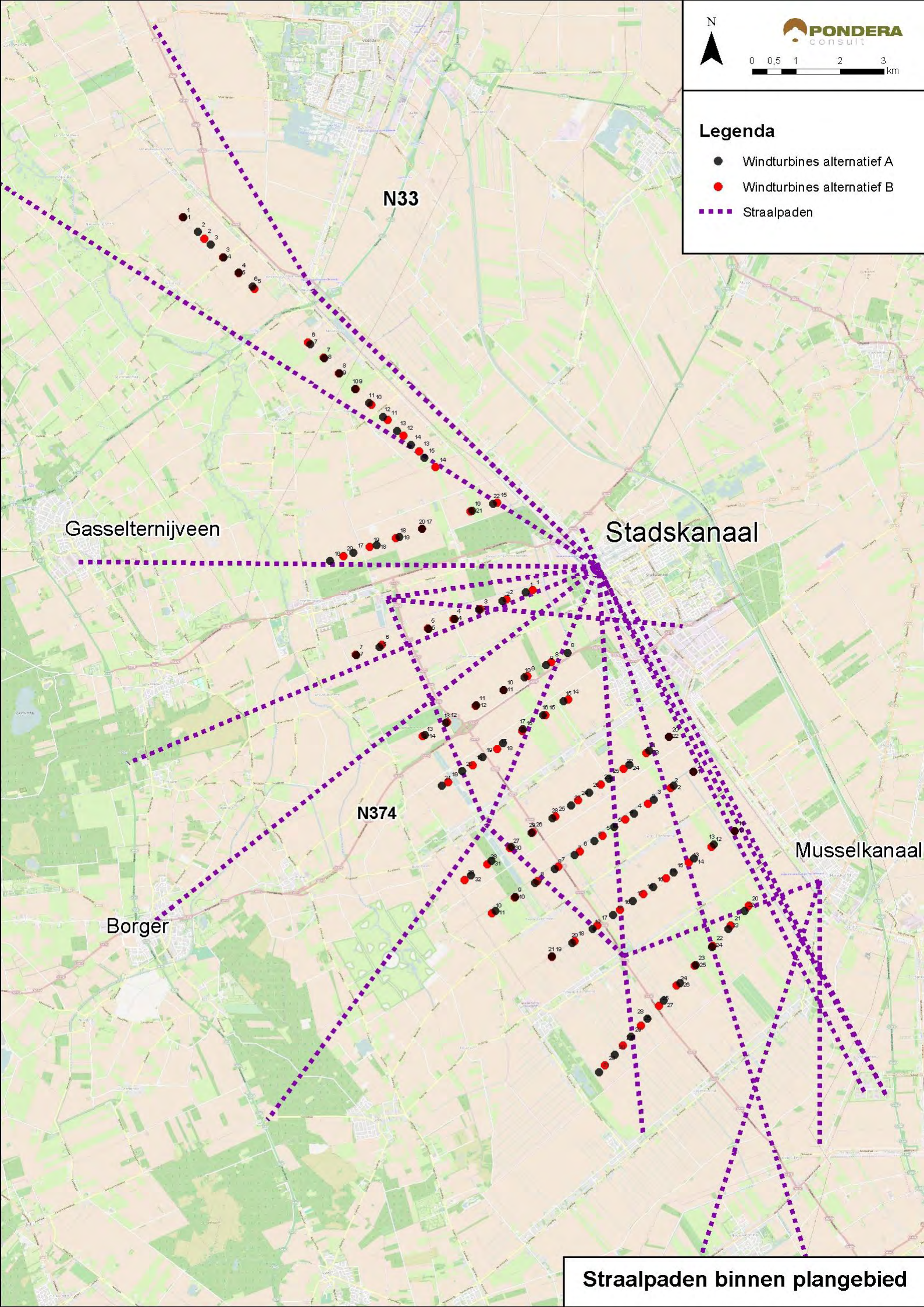


Beschermde straalpaden

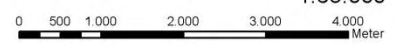


Legenda






- Windturbines alternatief A
- Windturbines alternatief B
- Straalpaden

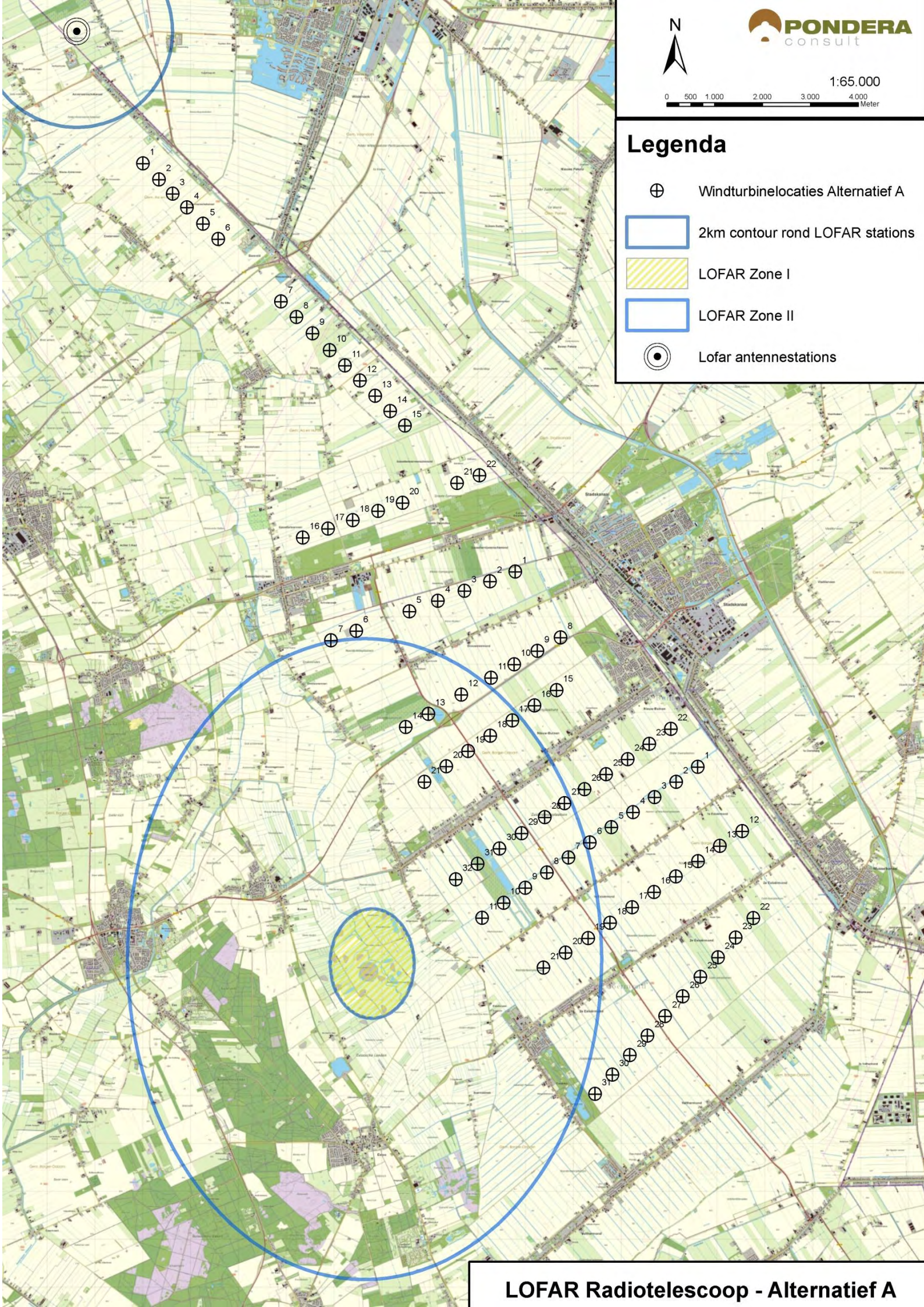


Straalpaden binnen plangebied

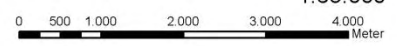


Legenda






-  Windturbinelocaties Alternatief A
-  2km contour rond LOFAR stations
-  LOFAR Zone I
-  LOFAR Zone II
-  Lofar antennestations

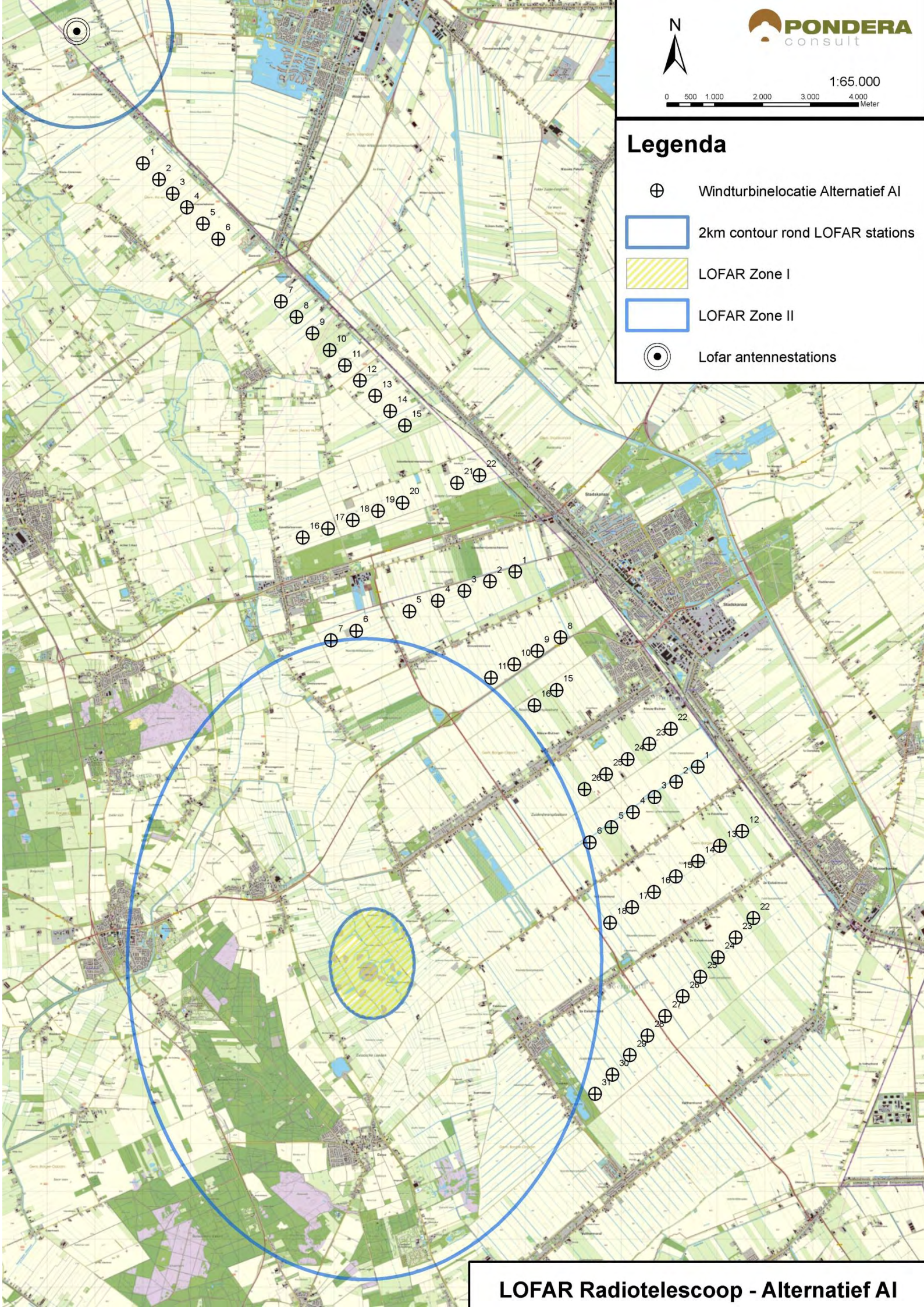


LOFAR Radiotelescoop - Alternatief A

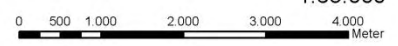


Legenda






-  Windturbinelocatie Alternatief AI
-  2km contour rond LOFAR stations
-  LOFAR Zone I
-  LOFAR Zone II
-  Lofar antennestations

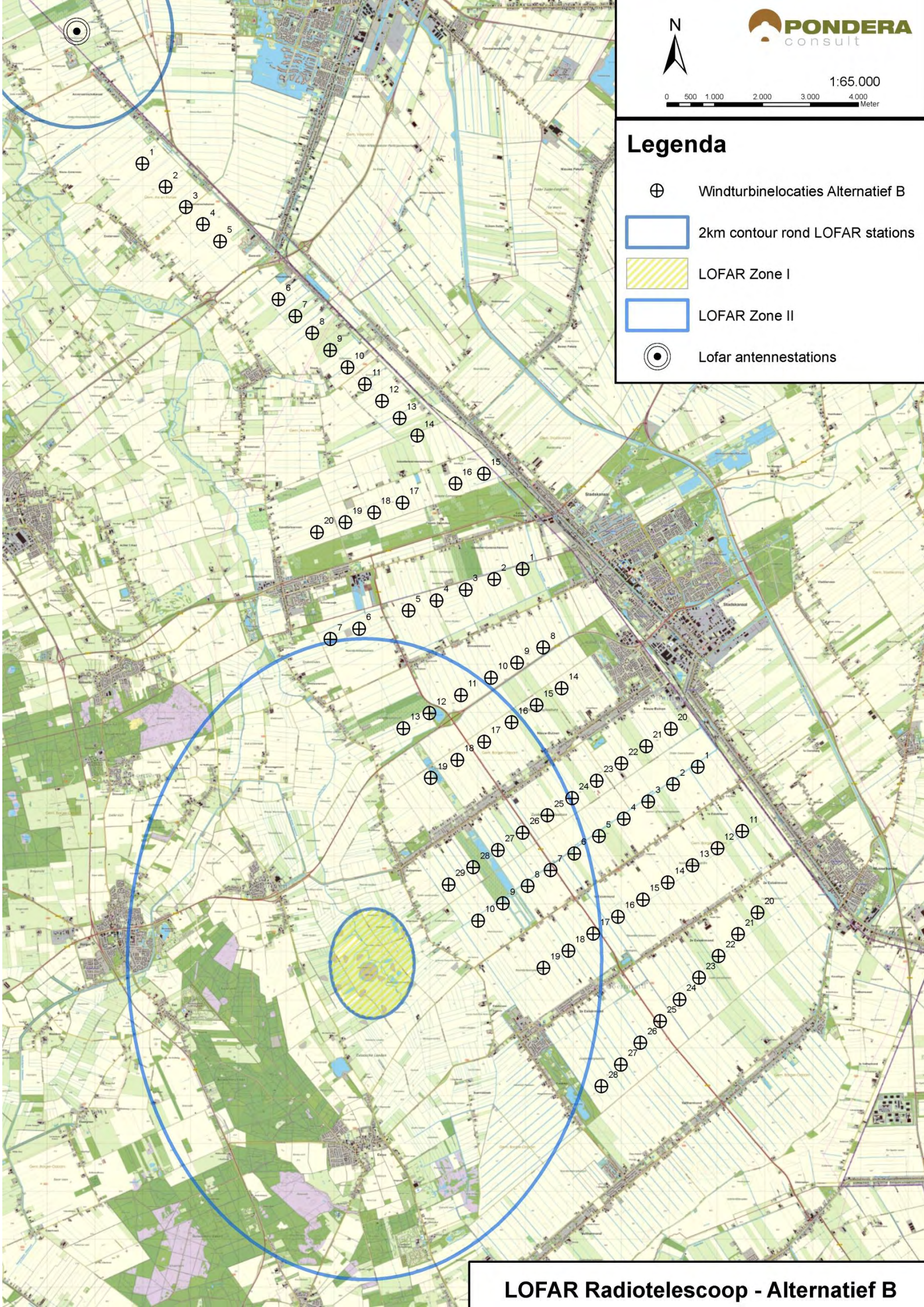


LOFAR Radiotelescoop - Alternatief AI

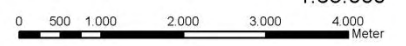


Legenda






-  Windturbinelocaties Alternatief B
-  2km contour rond LOFAR stations
-  LOFAR Zone I
-  LOFAR Zone II
-  Lofar antennestations

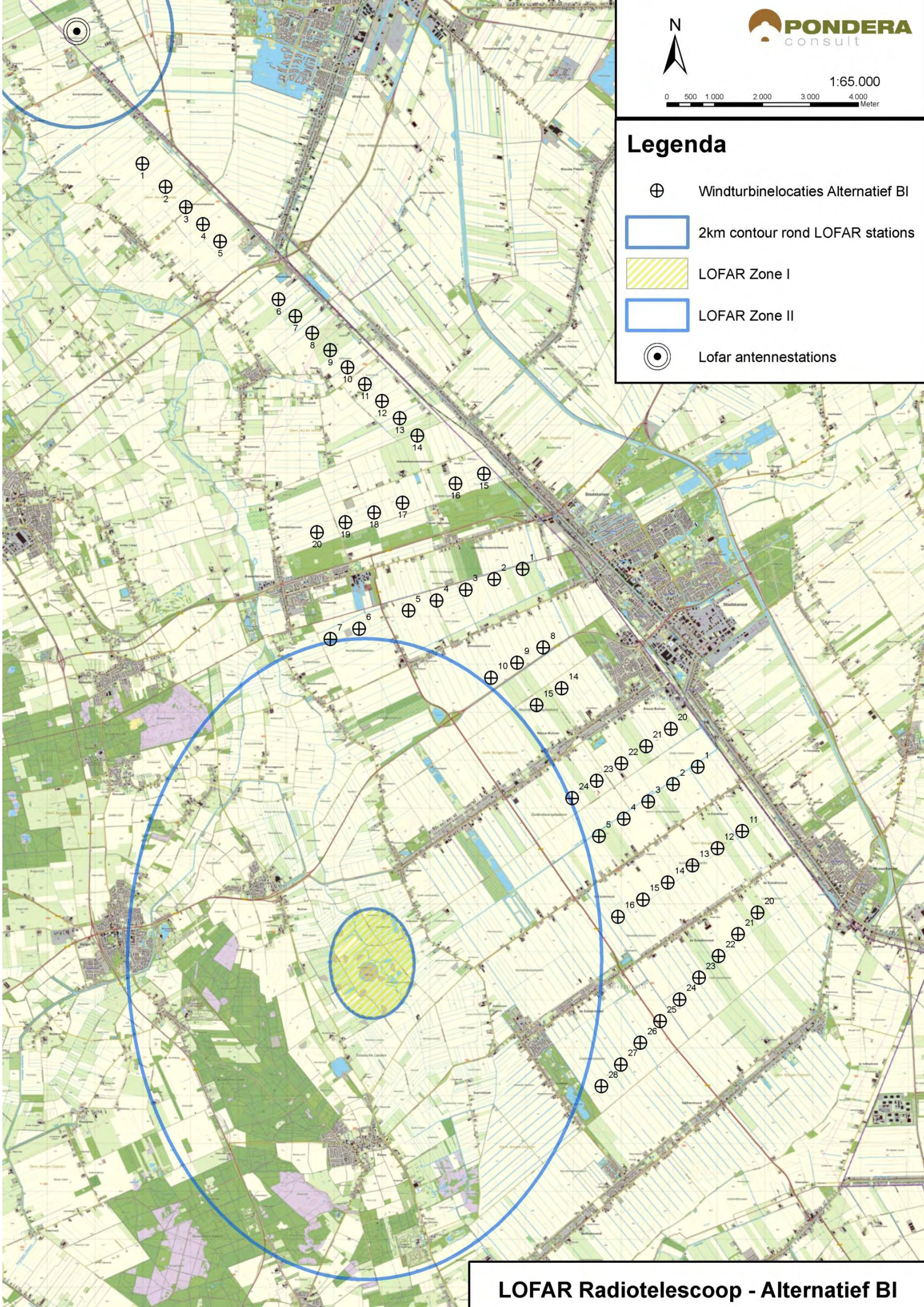


LOFAR Radiotelescoop - Alternatief B



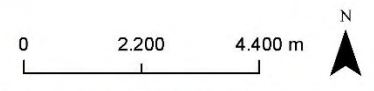
Legenda

-  Windturbinelocaties Alternatief BI
-  2km contour rond LOFAR stations
-  LOFAR Zone I
-  LOFAR Zone II
-  Lofar antennestations

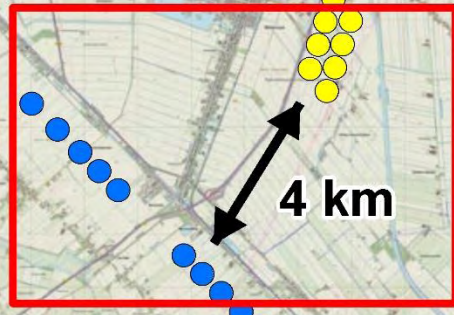


LOFAR Radiotelescoop - Alternatief BI

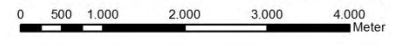
- Opstelling N33
- Alternatief B DDM-OM



Veendam







Stadskanaal



Veendam

Legenda

-  Plangebied
-  Hoofdwatgangen
-  Duiker
-  Waterkering

Stadskanaal

Borger

**Hoofdwatgangen plangebied
windpark De Drentse Monden - Oostermoer**

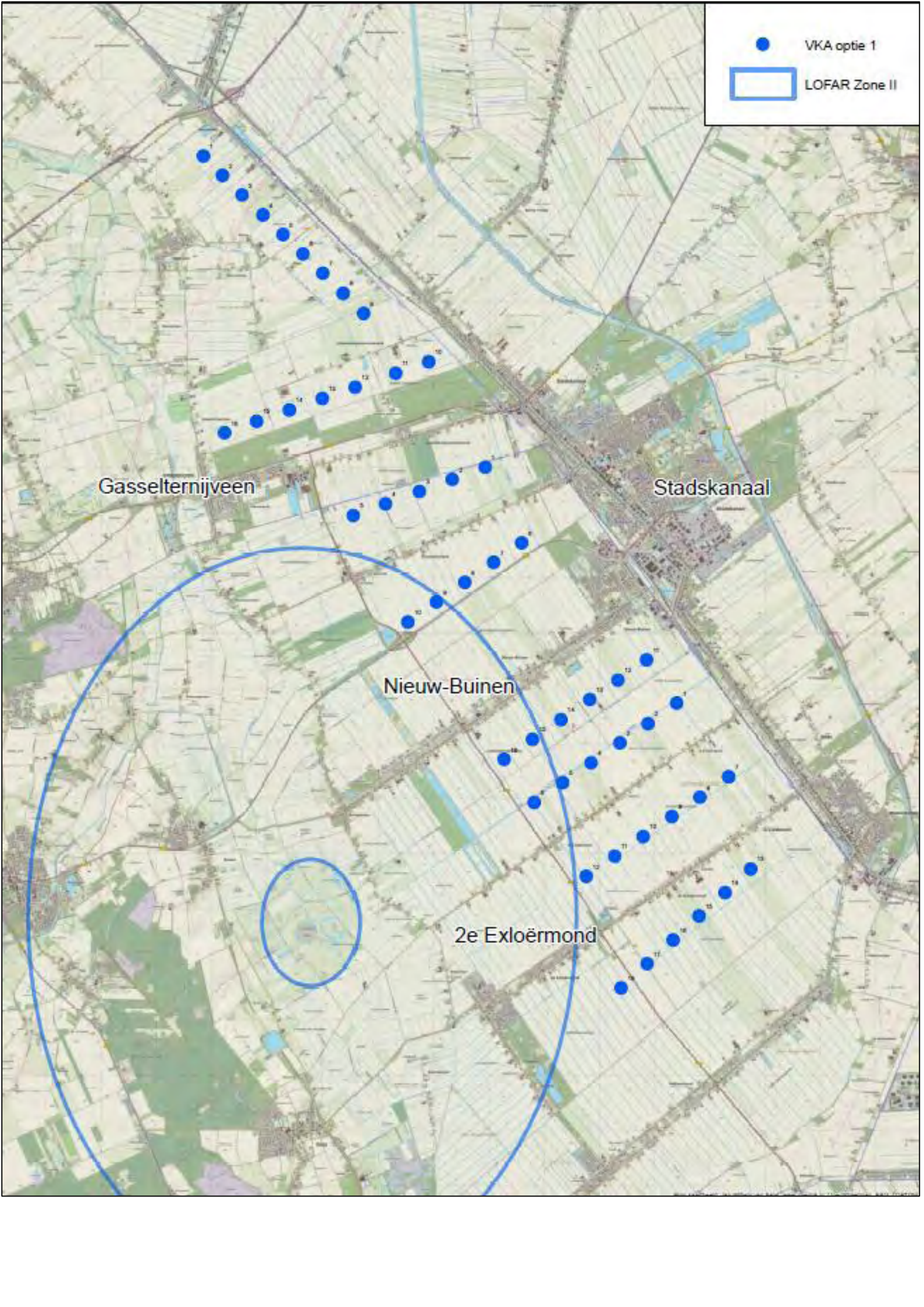
- VKA optie 1
- LOFAR Zone II

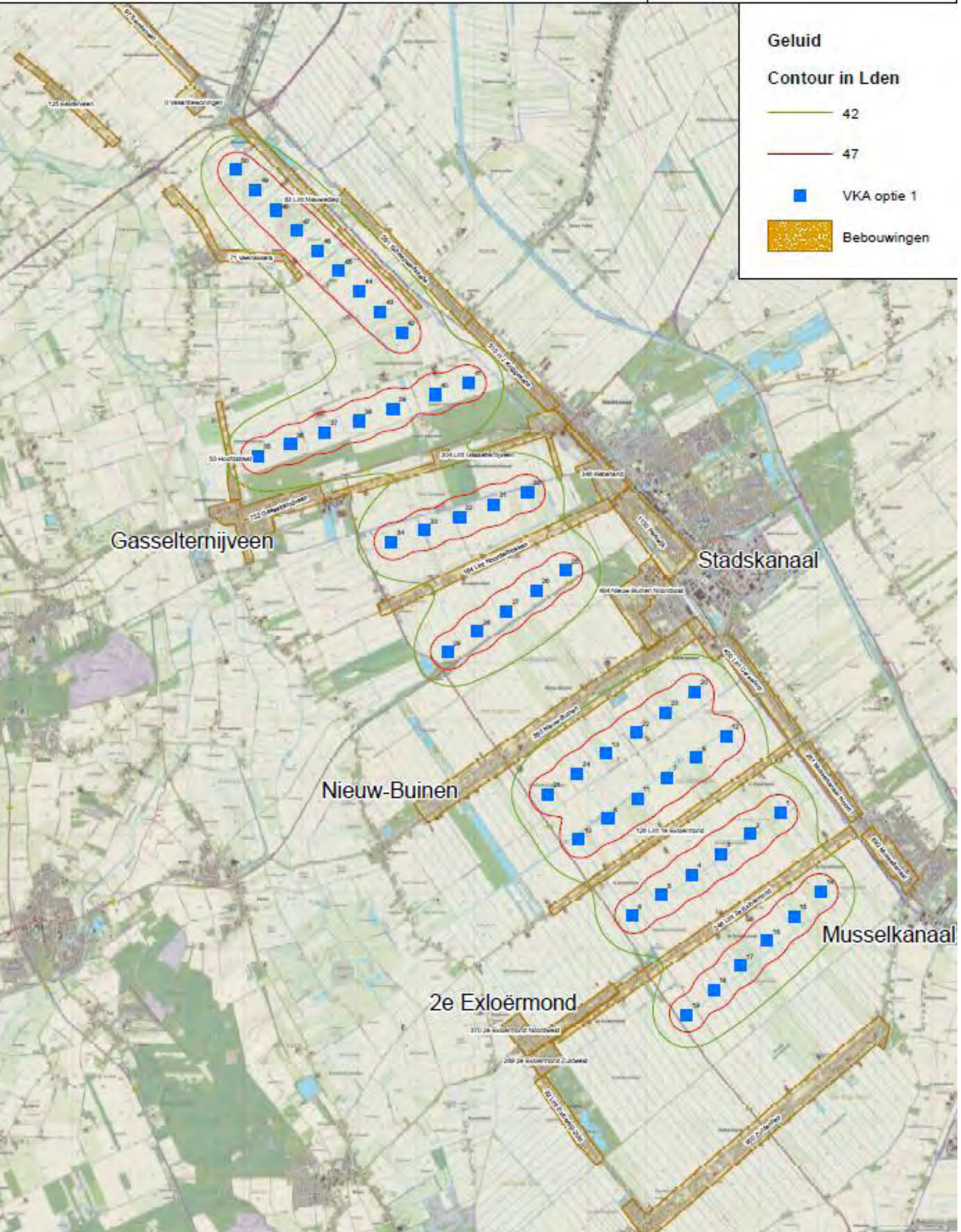
Gasselternijveen

Stadskanaal

Nieuw-Buinen

2e Exloërmond





Geluid

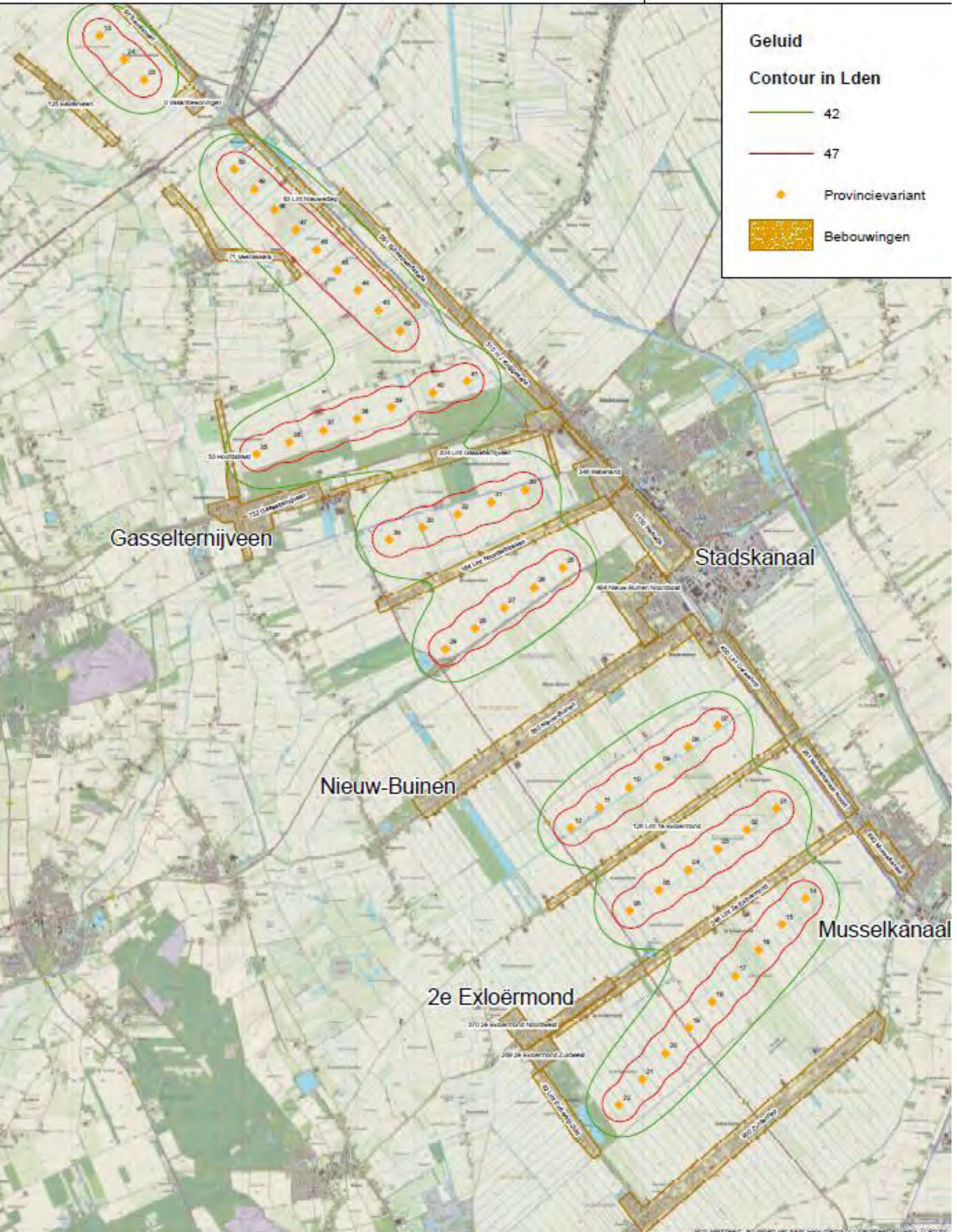
Contour in Lden

— 42

— 47

● Provincievariant

■ Bebouwingen



Slagschaduw

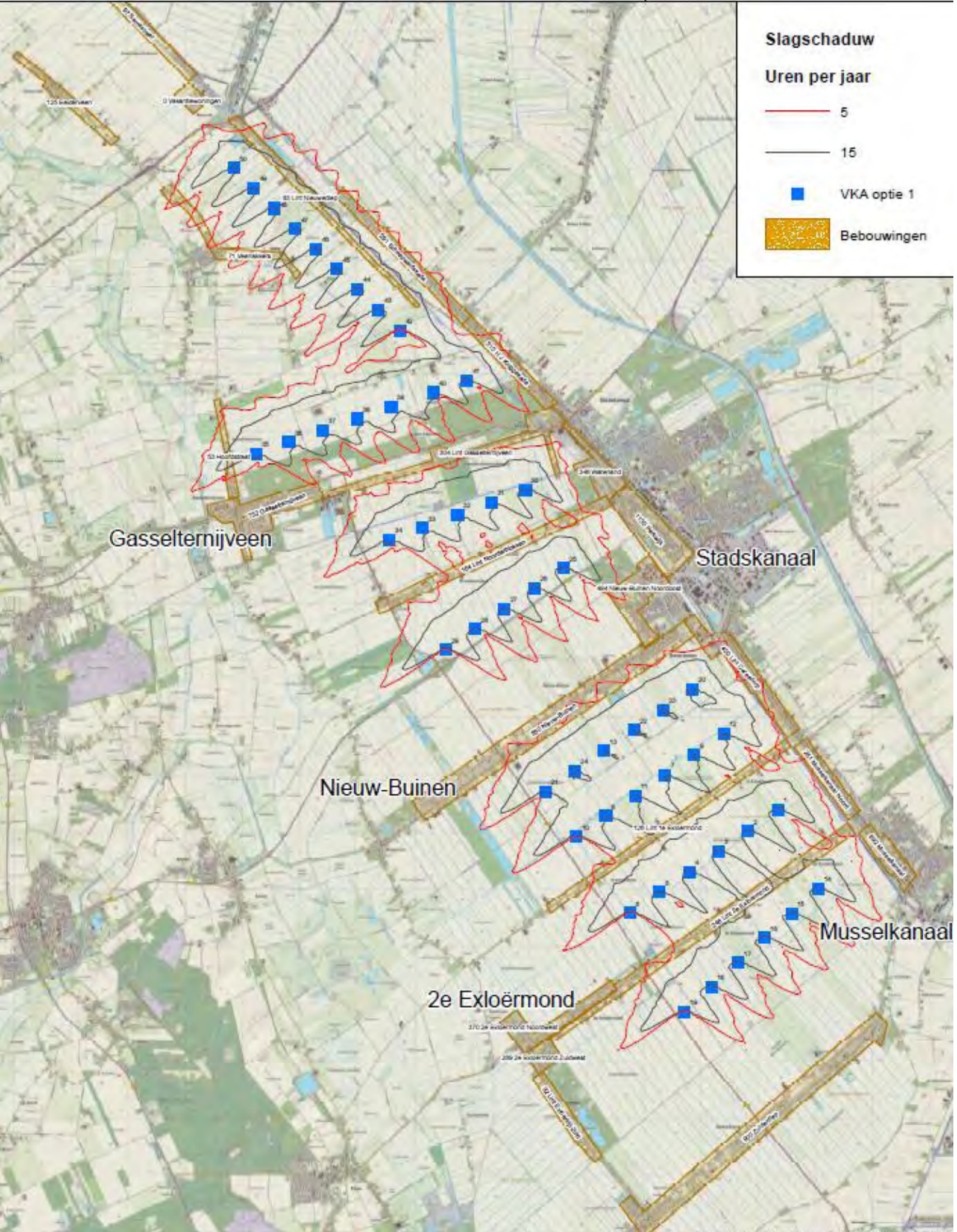
Uren per jaar

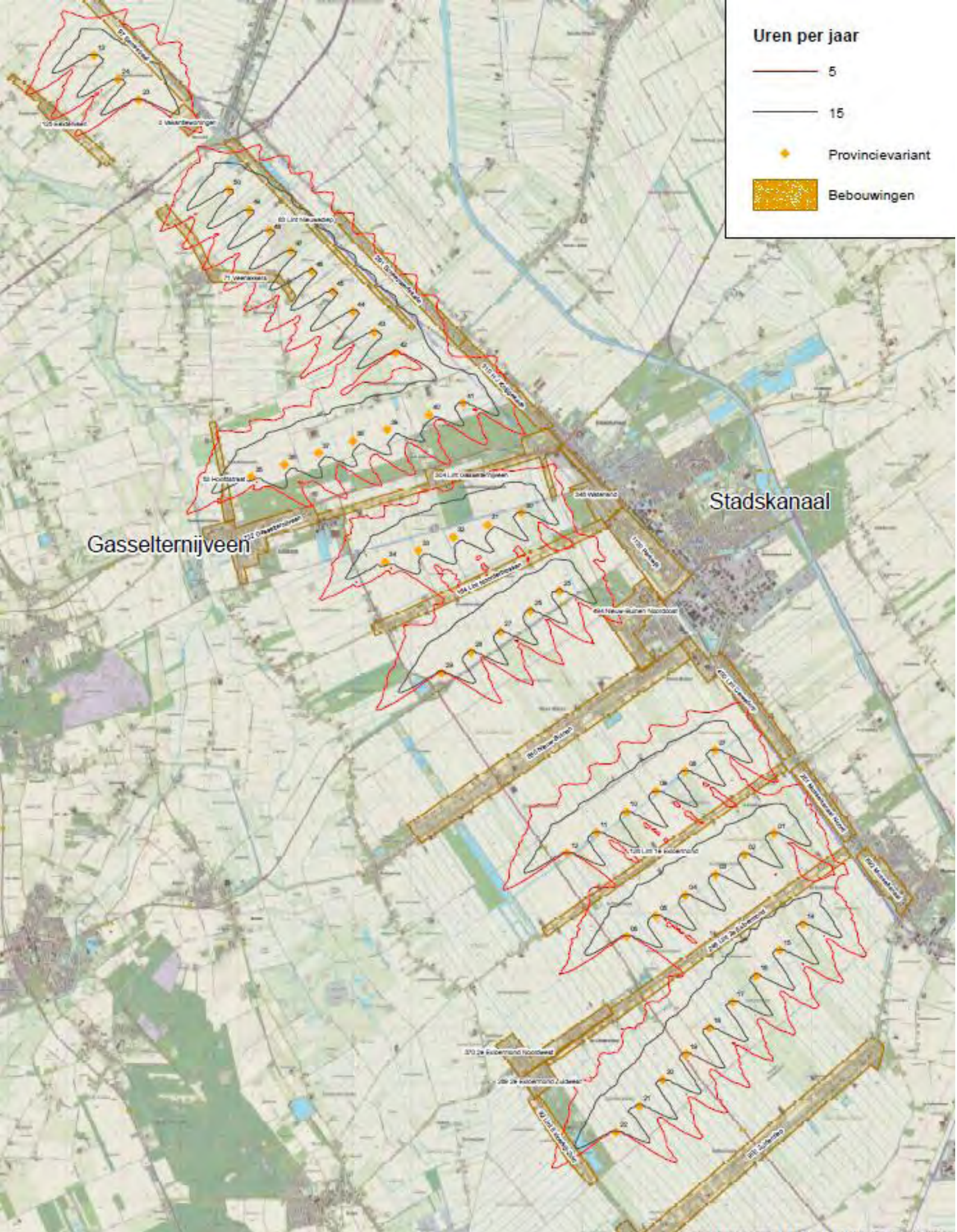
— 5

— 15

■ VKA optie 1

■ Bebouwingen

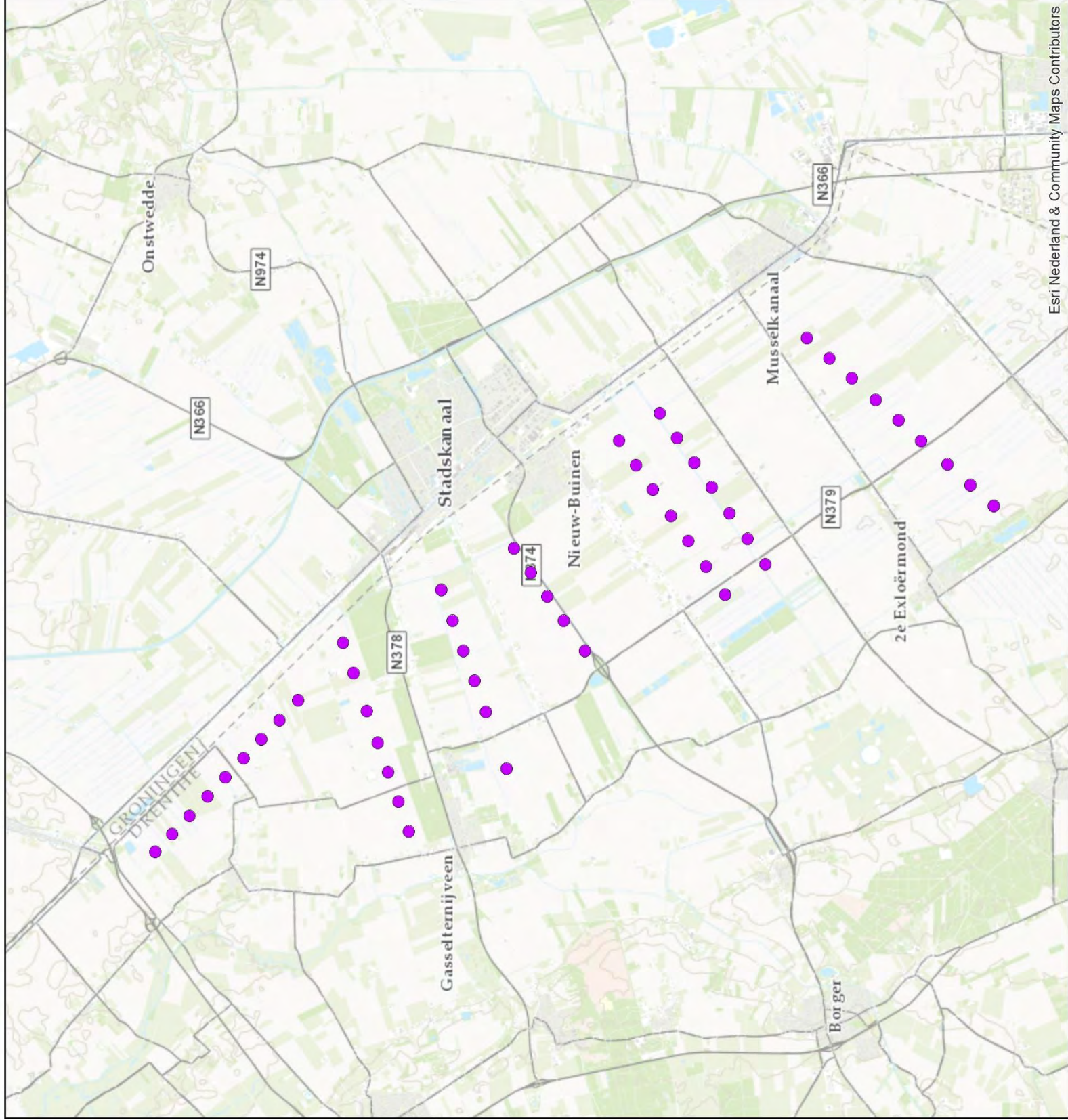




● Windturbine VKA

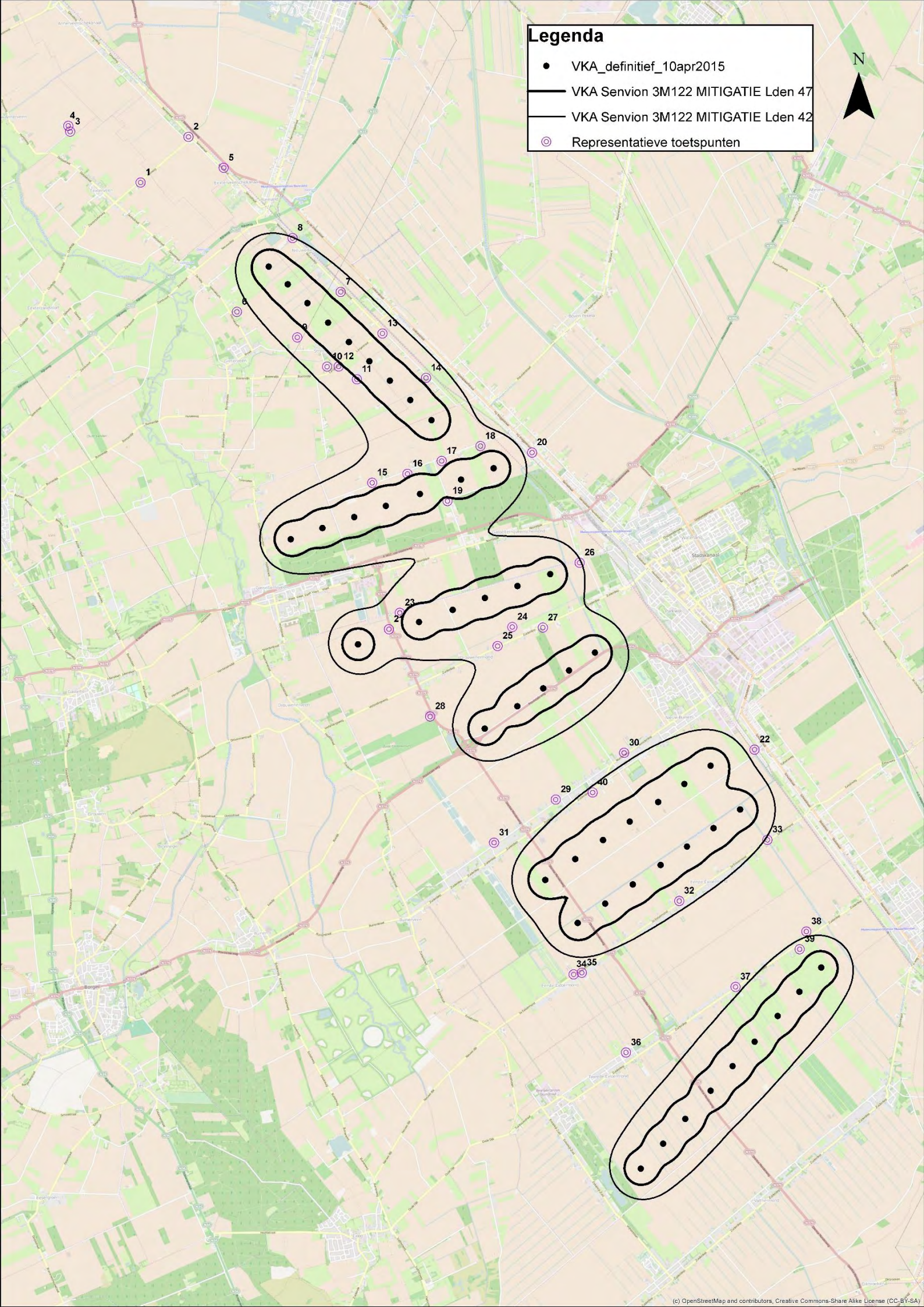
Versie: v01
Auteur: B. Vogelaar
Datum: 13-05-2015

0 1.900 3.800 m



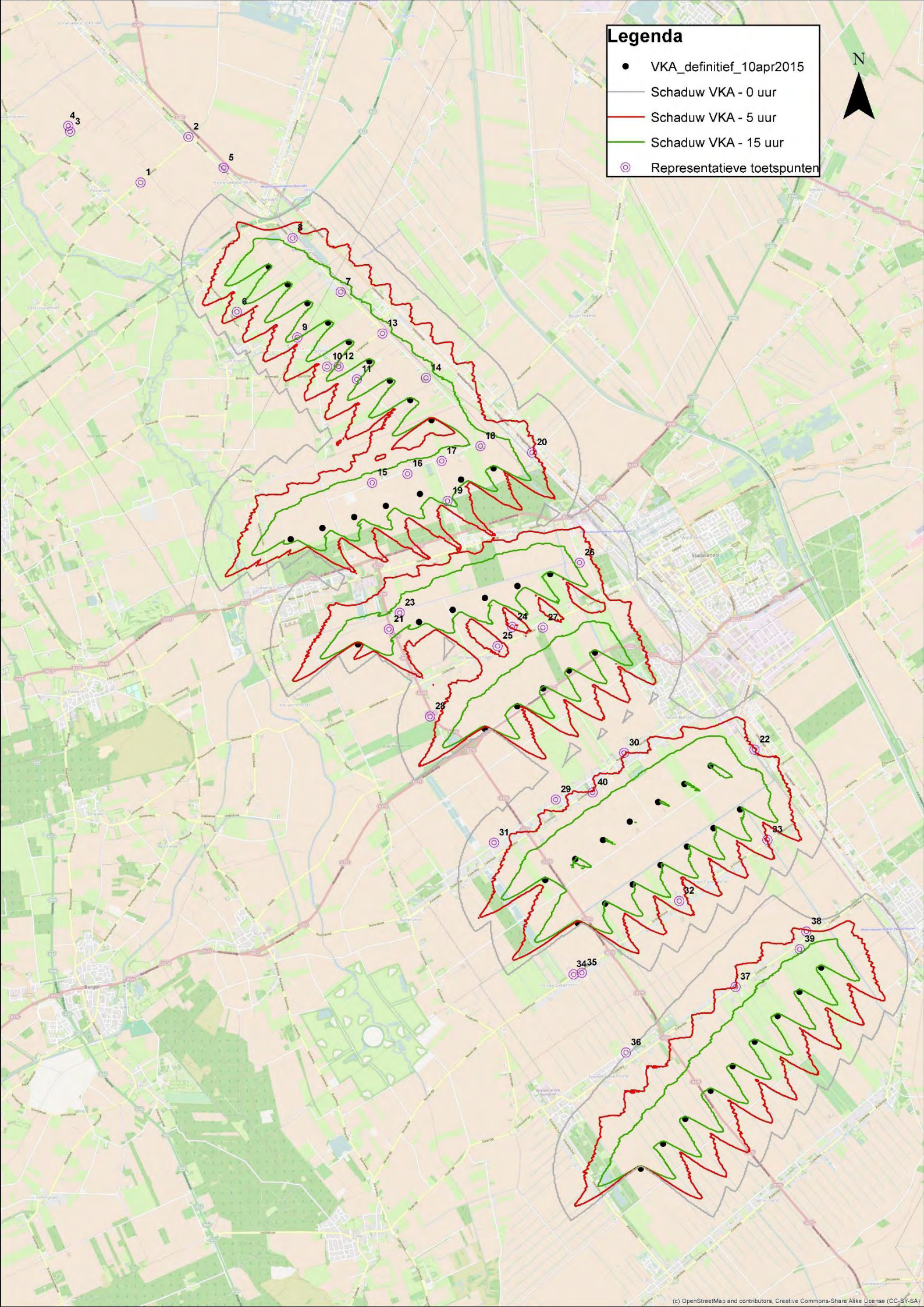
Legenda

- VKA_definitief_10apr2015
- VKA Servion 3M122 MITIGATIE Lden 47
- VKA Servion 3M122 MITIGATIE Lden 42
- ⊙ Representatieve toetspunten



Legenda

- VKA_definitief_10apr2015
- Schaduw VKA - 0 uur
- Schaduw VKA - 5 uur
- Schaduw VKA - 15 uur
- ⊙ Representatieve toetspunten

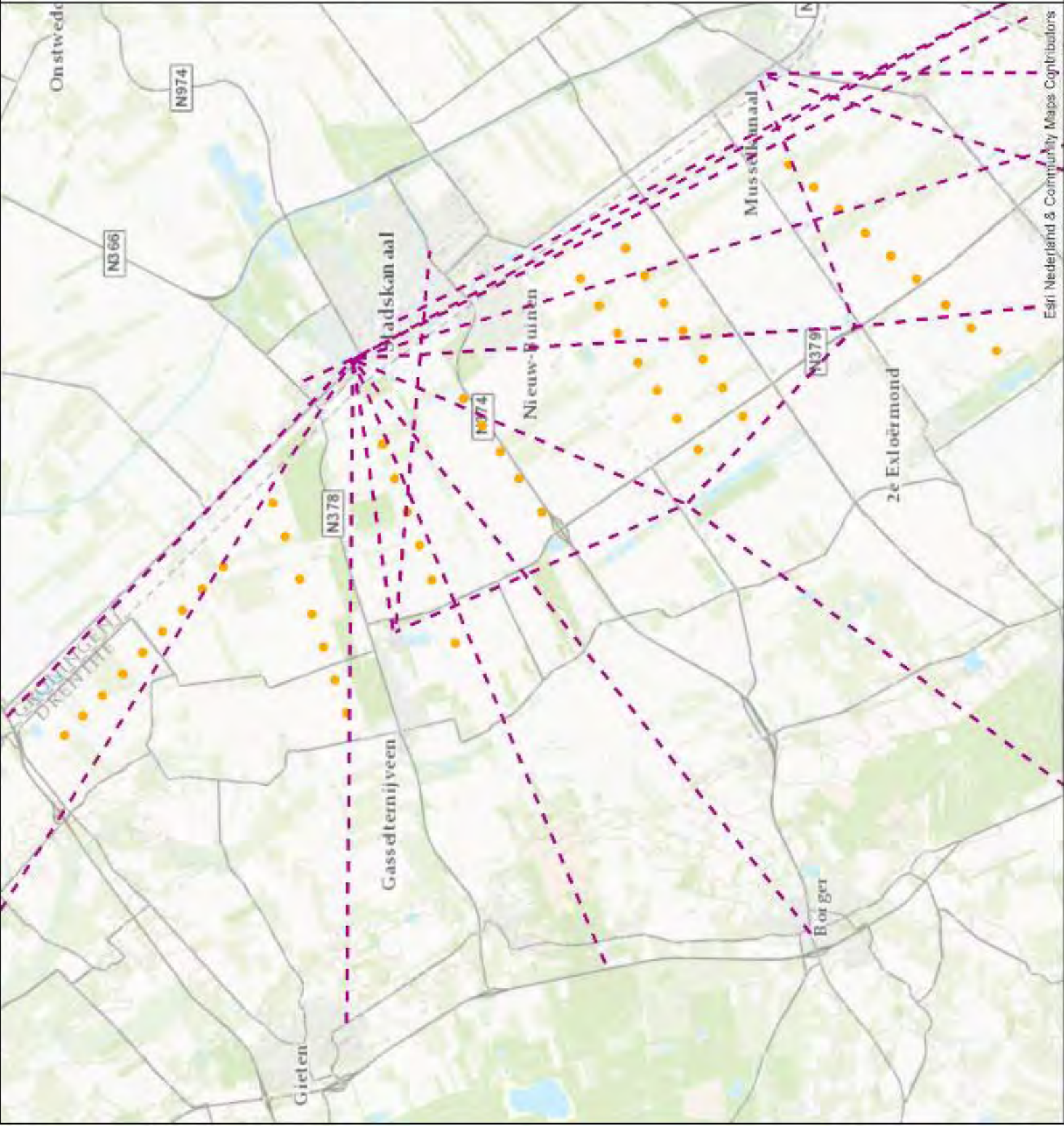


Straalverbindingen VKA

- Straalpaden
- Windturbine VKA

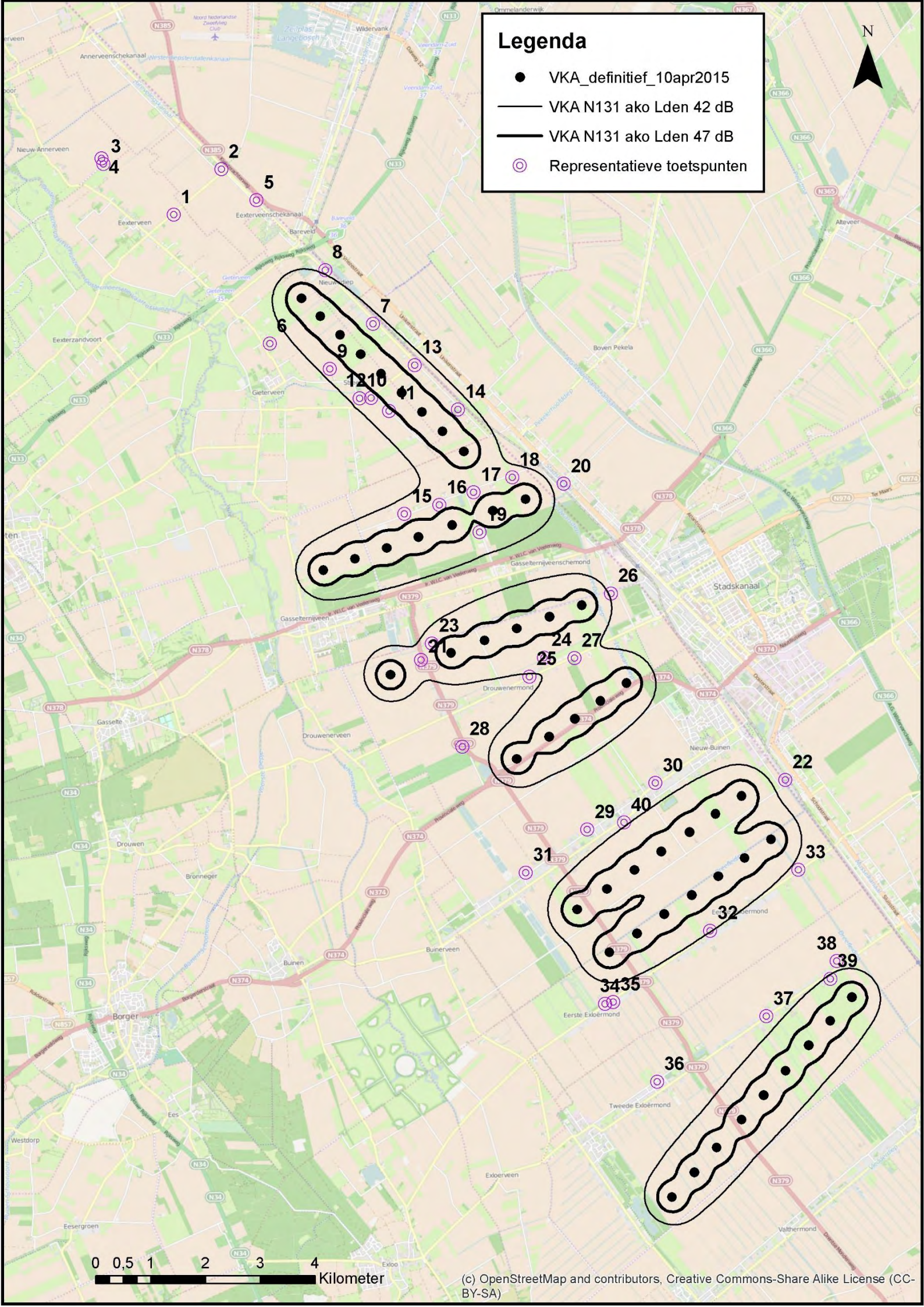


0 1.700 3.400 m

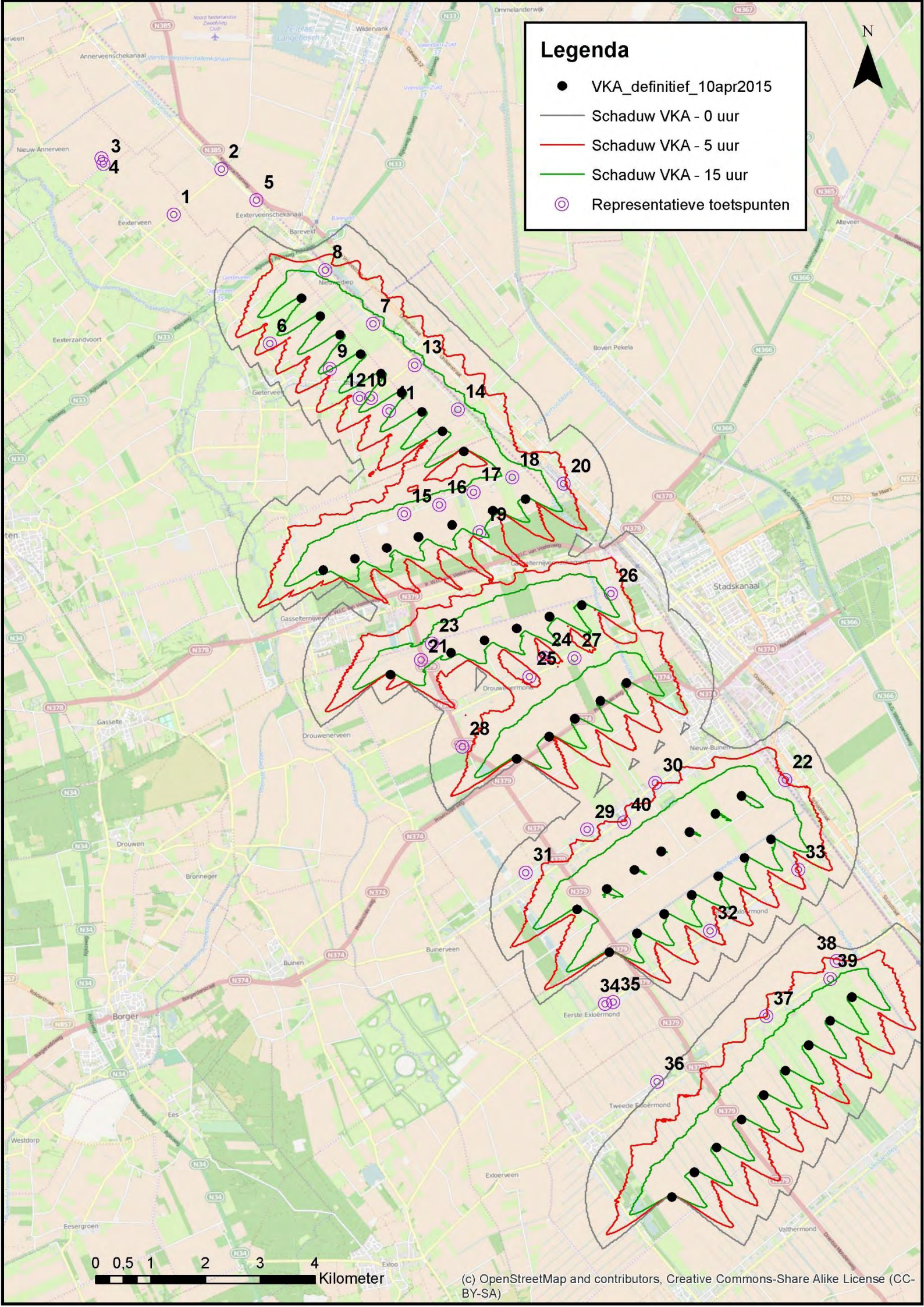


Legenda

- VKA_definitief_10apr2015
- VKA N131 ako Lden 42 dB
- VKA N131 ako Lden 47 dB
- Representatieve toetspunten



0 0,5 1 2 3 4 Kilometer



Legenda

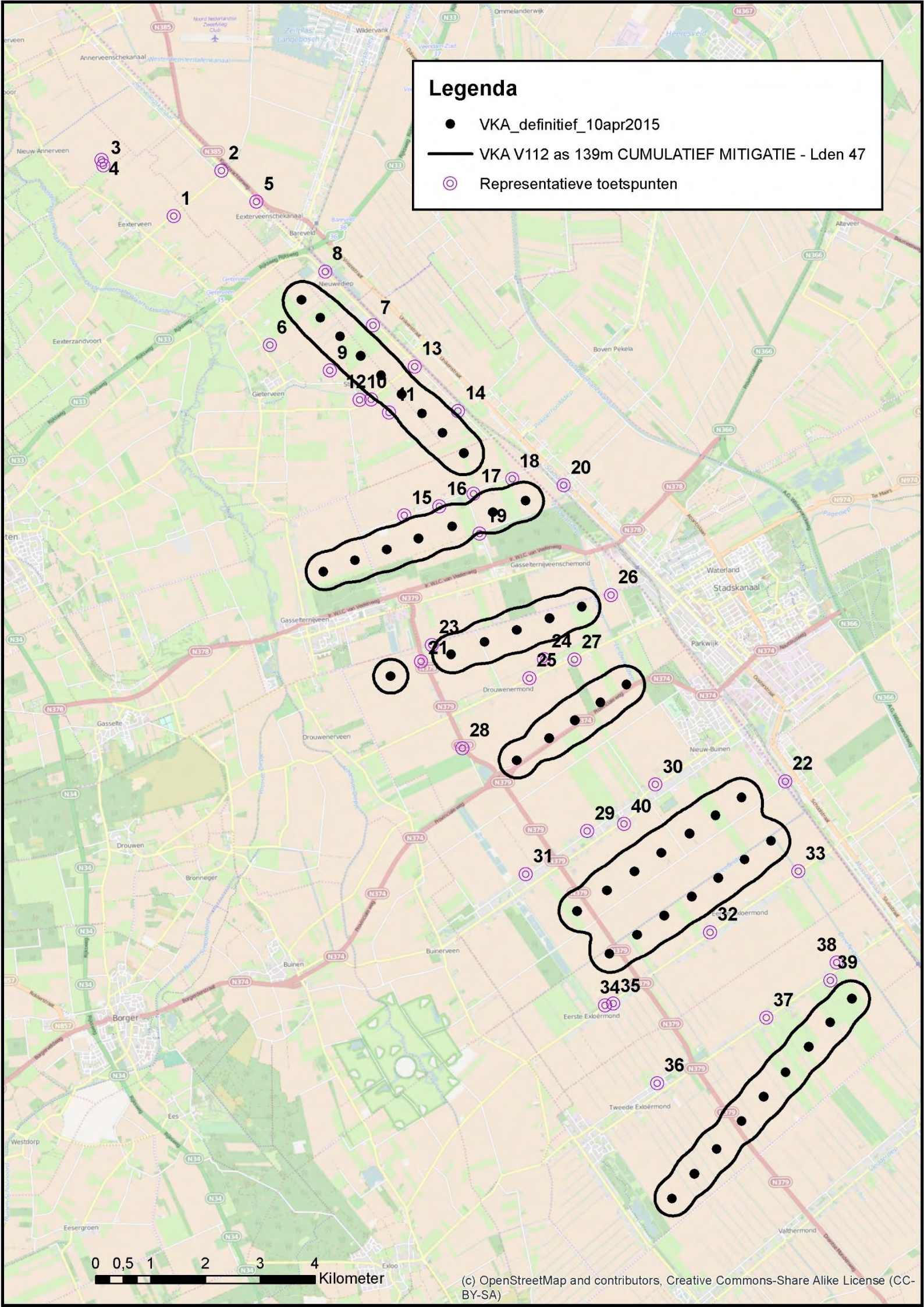
- VKA_definitief_10apr2015
- Schaduw VKA - 0 uur
- Schaduw VKA - 5 uur
- Schaduw VKA - 15 uur
- Representatieve toetspunten



0 0,5 1 2 3 4 Kilometer

Legenda

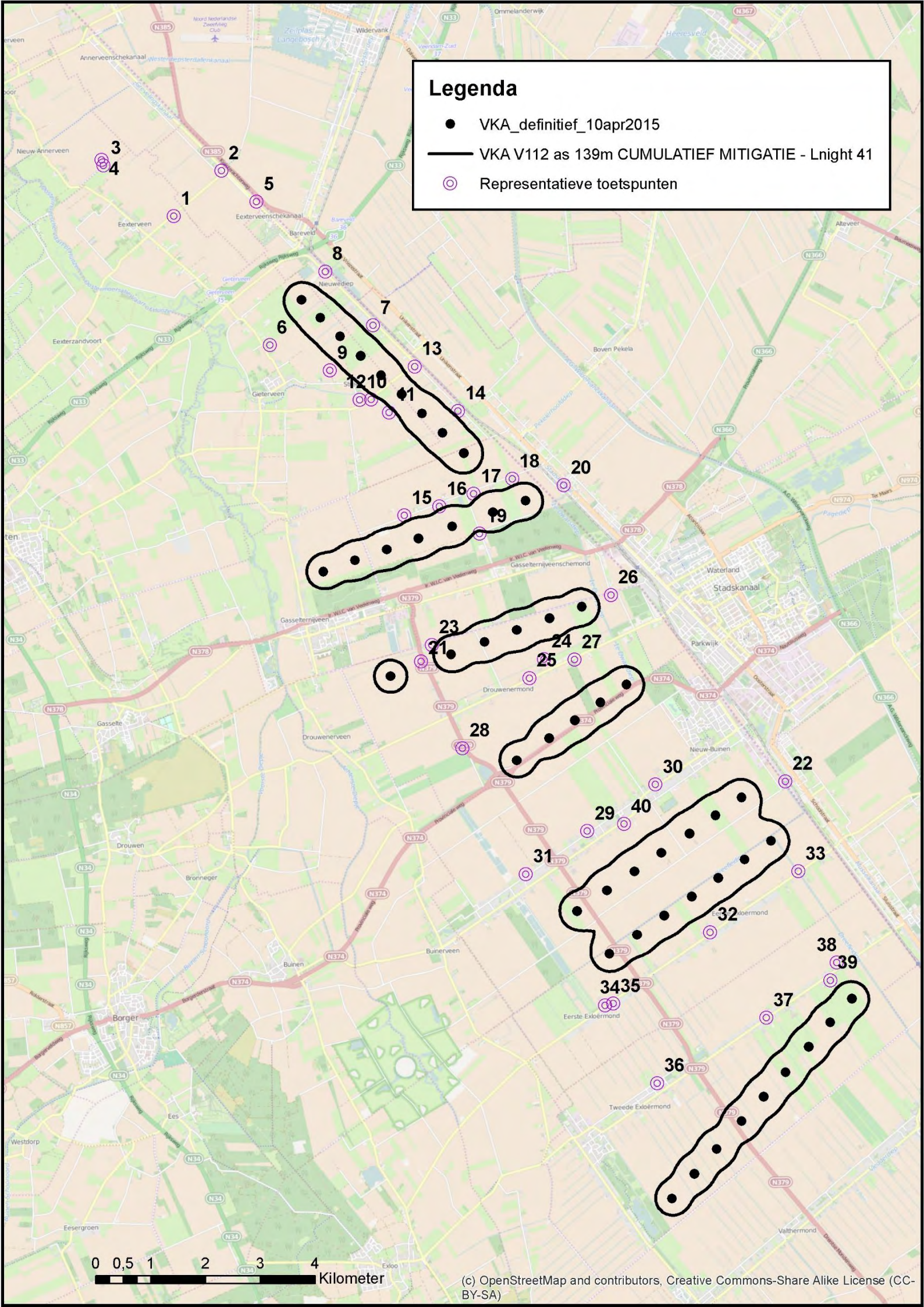
- VKA_definitief_10apr2015
- VKA V112 as 139m CUMULATIEF MITIGATIE - Lden 47
- Representatieve toetspunten



0 0,5 1 2 3 4 Kilometer

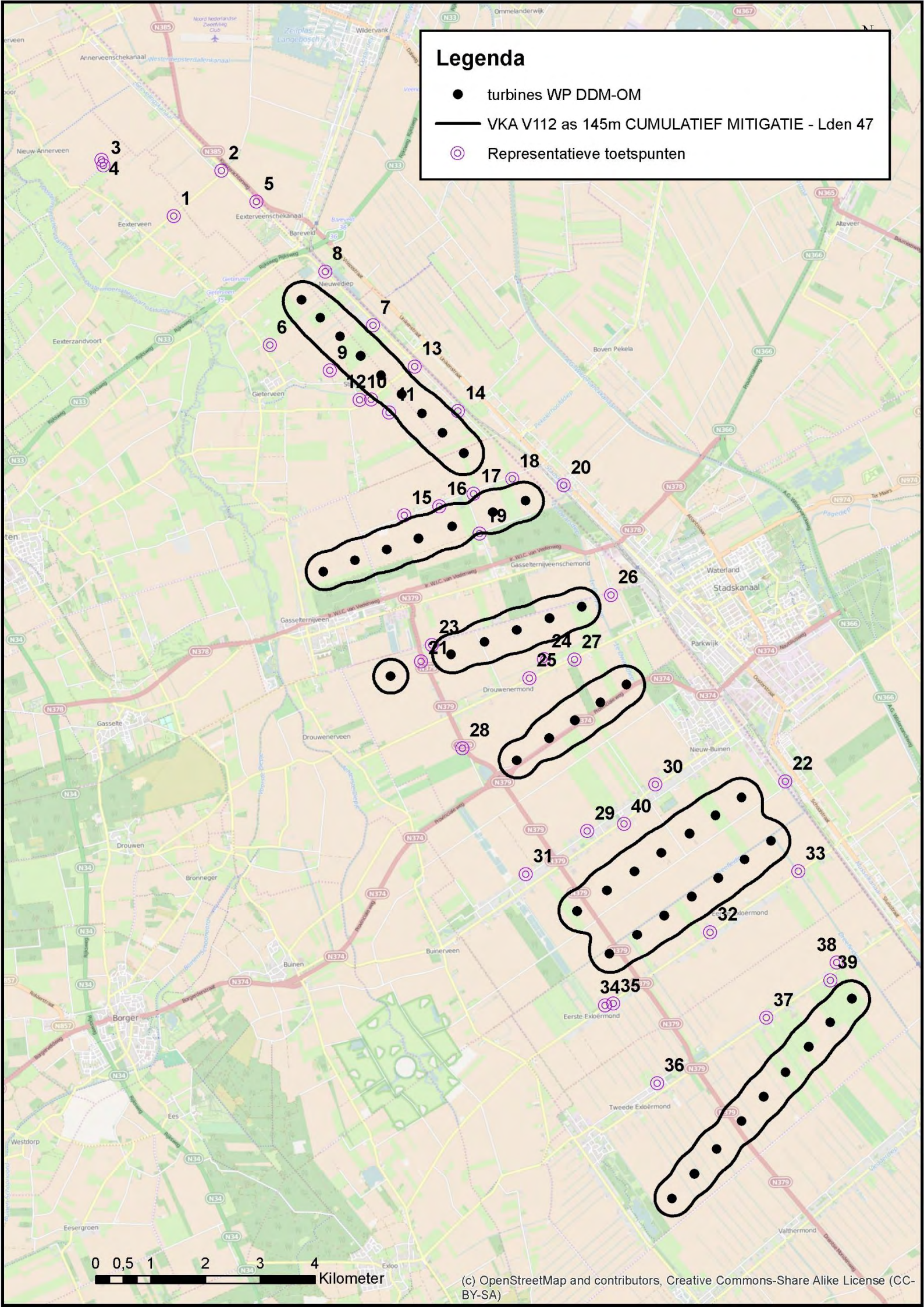
Legenda

- VKA_definitief_10apr2015
- VKA V112 as 139m CUMULATIEF MITIGATIE - Lnigt 41
- Representatieve toetspunten



Legenda

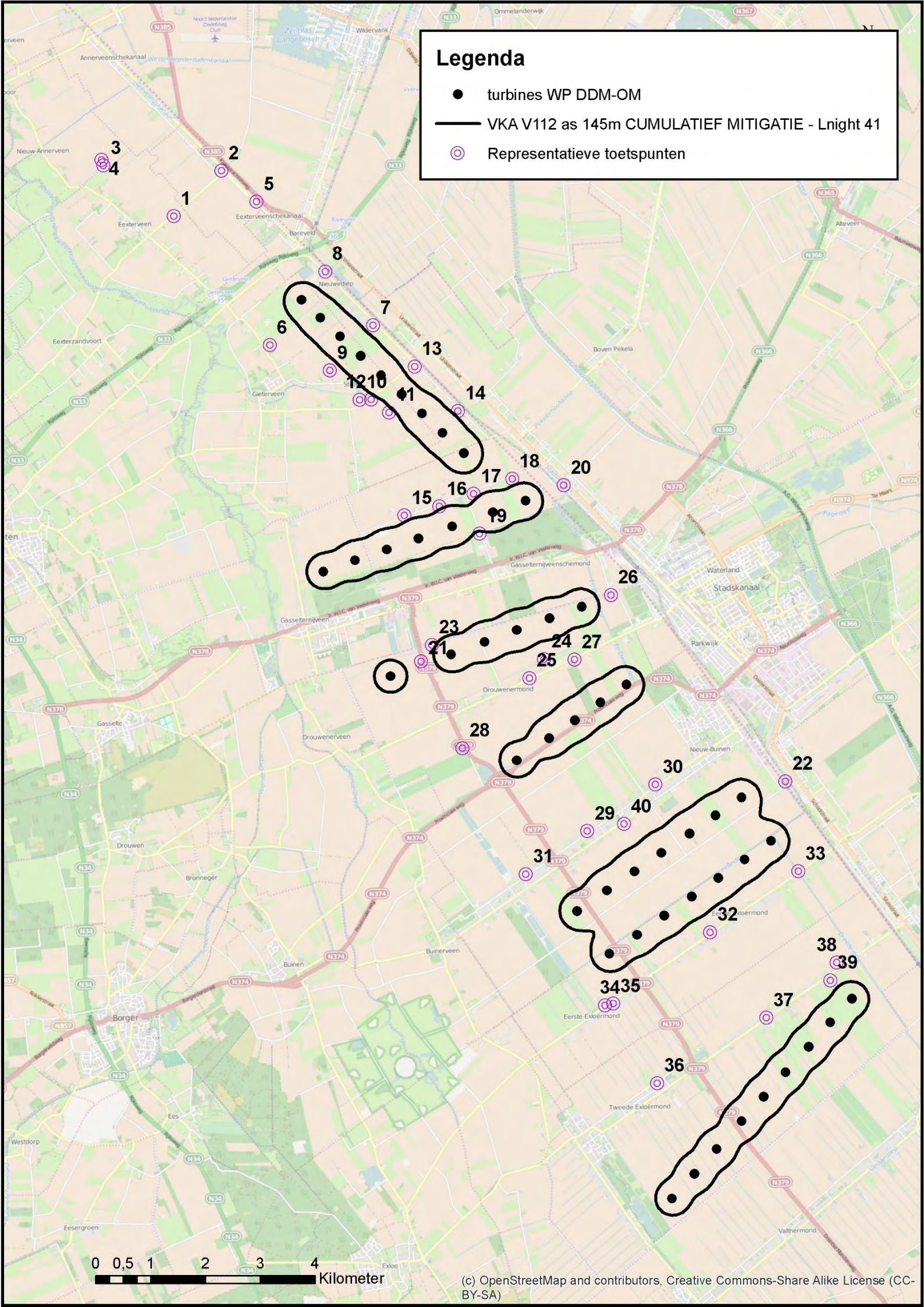
- turbines WP DDM-OM
- VKA V112 as 145m CUMULATIEF MITIGATIE - Lden 47
- Representatieve toetspunten



0 0,5 1 2 3 4 Kilometer

Legenda

- turbines WP DDM-OM
- VKA V112 as 145m CUMULATIEF MITIGATIE - Lnight 41
- Representatieve toetspunten



0 0,5 1 2 3 4 Kilometer

BIJLAGE 20



709022
3 juli 2015

BIJLAGE 20

ECONOMISCHE EFFECTEN
ANALYSE

Windpark De Drentse Monden -
Oostermoer

Eindrapport

Documenttitel	Bijlage 20 Economische effecten analyse
Soort document	Eindrapport
Datum	3 juli 2015
Projectnaam	Windpark De Drentse Monden-Oostermoer
Projectnummer	709022
Opdrachtgever	Windpark De Drentse Monden - Oostermoer
Auteur	Paul Jansen
Vrijgave	

INHOUDSOPGAVE

1	Inleiding	2
2	Inkomsten voor initiatiefnemer en overheid	3
2.1	Inkomsten voor initiatiefnemer	3
2.2	Inkomsten voor overheid	3
3	Werkgelegenheid	5
3.1	Directe arbeidsplaatsen	5
3.2	Indirecte arbeidsplaatsen	6
4	Schade en waardedaling	7
4.1	Planschade	7
4.2	Waarde van onroerende zaken (WOZ)	9
4.3	Nadeelcompensatie en schadevergoeding	10
5	Bedrijfseconomische effecten	11
5.1	Bedrijventerreinen, infrastructuur en landbouw	11
5.2	Toerisme	11
6	Conclusies	15

1 INLEIDING

Het realiseren van een windenergieproject in Drenthe heeft economische effecten op de omgeving. Deze effecten kunnen zowel positief als negatief zijn en ze zijn in geringe mate specifiek locatieafhankelijk, dus specifiek voor de Drentse Veenkoloniën. De economische effecten zijn echter, zoals de Commissie voor de m.e.r. ook aangeeft¹, geen milieueffecten die in een MER beschouwd dienen te worden.

Gezien het feit dat wel veel zienswijzen over de concept Notitie reikwijdte en detailniveau² van dit MER aandacht vragen voor de sociale en economische gevolgen (inclusief planschade) van het voornemen wordt er in deze bijlage bij het MER aandacht besteed aan dit aspect. Maar omdat er formeel sprake is van een niet-milieueffect, worden de economische effecten niet per locatie en per turbine opstelling gescoord. In deze rapportage wordt in meer algemene zin aangegeven welke economische effecten als gevolg van het realiseren van een windturbine opstelling in de Drentse veenkoloniën kunnen of zullen optreden.

De op te treden (positieve en negatieve) effecten zijn te onderscheiden in de volgende categorieën:

- inkomsten voor initiatiefnemers en overheid (hoofdstuk 2);
- werkgelegenheid (hoofdstuk 3);
- schade en waardedaling, waaronder planschade (hoofdstuk 4);
- bedrijfseconomische effecten, waaronder effecten op toerisme (hoofdstuk 5).

¹ "Windpark Oostermoer, Advies over reikwijdte en detailniveau", Commissie voor de milieueffectrapportage, 29 maart 2012

² "Concept Notitie Reikwijdte en Detail Windpark De Drentse Monden" (juni 2011) en "Concept Notitie Reikwijdte en Detailniveau Windpark Oostermoer en samenhang met Windpark De Drentse Monden", (januari 2012), ter inzage gelegen van 24 juni tot en met 4 augustus 2011, respectievelijk van 20 januari tot en met 29 maart 2012.

2 INKOMSTEN VOOR INITIATIEFNEMER EN OVERHEID

2.1 Inkomsten voor initiatiefnemer

Het realiseren van een windpark levert in een bepaalde mate een positieve bijdrage aan de economie van het gebied in de vorm van inkomsten (winst) voor de initiatiefnemers uit het windpark. De hoogte van deze inkomsten is afhankelijk van het aantal en het type turbine, de elektriciteitsprijs, et cetera. Omdat dit pas in een later stadium bekend is, is het op dit moment niet exact te kwantificeren.

Adviesbureau Bosch en van Rijn³ becijferde in een studie uit 2009 dat de netto winst van een (fictief) windpark van 500 MW in Drenthe, dat in 2020 gerealiseerd zal worden, gemiddeld over de levensduur van het project ongeveer € 35 miljoen per jaar⁴ bedraagt. Op basis hiervan worden de inkomsten voor het project De Drentse Monden-Oostermoer ingeschat op circa € 10,5 miljoen⁵ per jaar. Deze netto winst wordt verdeeld onder initiatiefnemers en aandeelhouders van het windpark. Een groot deel van het windpark is in handen van Drentse agrariërs. Dit betekent dat de inkomsten uit het windpark in de regio kunnen blijven. De inschatting is dat een groot deel van deze bedrijfs- en privé-uitgaven regionaal worden gedaan⁶.

Echter, niet alle windturbines zijn in agrarisch bezit. Afhankelijk van het aandeel eigenaren uit de regio blijft een deel van deze inkomsten in de regio. Participatie door regionale partijen in windenergie zorgt voor een groter regionaal economisch effect.

2.2 Inkomsten voor overheid

Leges

Voor de bouw van het windpark zijn diverse vergunningen nodig, waarvoor de initiatiefnemer op basis van de gemeentelijke legesverordening legeskosten verschuldigd is aan de gemeente die de vergunning afgeeft. Het windpark De Drentse Monden-Oostermoer is in twee gemeenten gelegen: Borger-Odoorn en Aa en Hunze. Het windpark ligt voor 16/50 (16 windturbines van in totaal 50 in het voorkeursalternatief) in de gemeente Aa en Hunze en voor 34/50 in de gemeente Borger-Odoorn.

Op basis van de legesverordeningen van beide gemeenten is een inschatting van de door de gemeenten te ontvangen legesbedragen gemaakt. Hiervoor is uitgegaan van bouwkosten voor het windpark van circa 1,1 miljoen per MW geïnstalleerd vermogen⁷ en een windpark omvang van 150 MW. De gemeente Borger-Odoorn ontvangt hierdoor eenmalig circa € 2,5 miljoen aan

³ "Financiële baten van windenergie", Bosch en van Rijn, 2009 (in opdracht van v.m. Ministerie van VROM)

⁴ Becijferd wordt een totale netto winst van € 715.841.585. Uitgaande van een levensduur van 20 jaar voor een windpark komt deze becijferde netto winst uit op ruim € 35 miljoen per jaar.

⁵ Cijfers van fictief windpark van 500 MW omgerekend naar een windpark met een omvang van 150 MW.

⁶ Op basis van het onderzoek "Spin-off windenergie", ACRESS - Wageningen UR, 2009, binnen de provincie Flevoland, paragraaf 4.4..

⁷ Volgens kencijfers van het ECN.

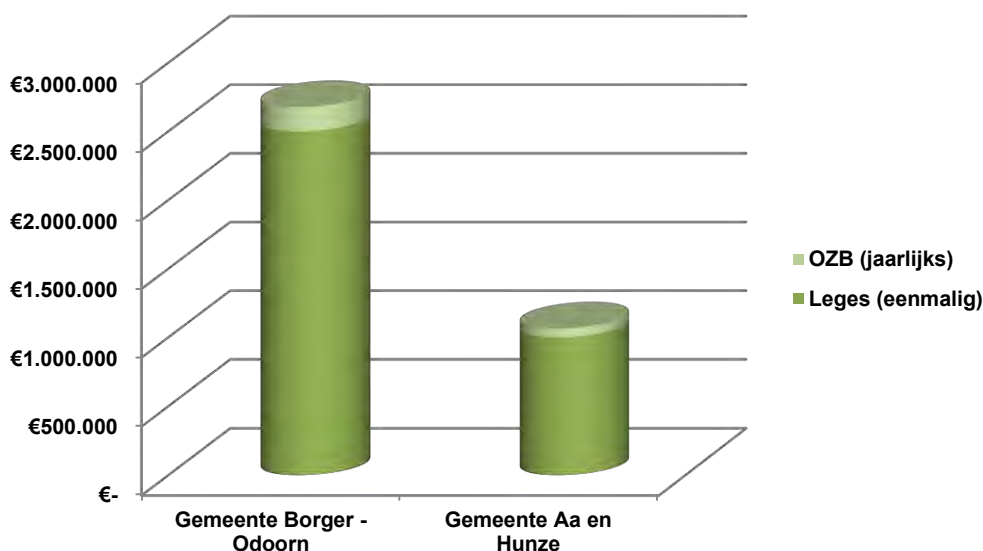
legeskosten⁸. Voor de gemeente Aa en Hunze komt dit uit op eenmalig circa € 1 miljoen⁹ (zie Figuur 2.1). De te ontvangen leges voor het windpark vormen een aanzienlijk bedrag aan eenmalige inkomsten voor de gemeenten.

Ervaring vanuit het Windpark Noordoostpolder laat zien dat er in praktijk ook nog allerlei kleine vergunningen (zoals bijvoorbeeld een tijdelijke ontheffing, ontheffing Wegenverkeerswet of vergunning voor de aanleg van werken) in een later stadium tijdens de voorbereiding en tijdens de bouw van het windpark kunnen volgen.

Onroerende zaakbelasting

Naast eenmalige legeskosten voor vergunningen wordt door de gemeente jaarlijks onroerende zaakbelasting (OZB) geheven over de waarde van de onroerende zaken in de gemeente op basis van de Wet onroerende zaken (WOZ). De windturbines leveren dus voor de gemeenten jaarlijkse inkomsten op uit de OZB. Op basis van de taxatiewijzer van de VNG¹⁰ wordt de WOZ waarde van de windturbines bepaald op € 836,00 per KW geïnstalleerd vermogen. Volgens de 16/50 en 34/50 tussen de gemeenten Aa en Hunze en Borger-Odoorn kan ook hier weer een inschatting gemaakt van de te verwachten belastingopbrengsten, waarbij de in de gemeentelijke OZB-verordening¹¹ opgenomen rekenmethoden worden gehanteerd. Uitgaande van een windpark van 150 MW betekent dit voor de gemeente Borger-Odoorn jaarlijkse OZB-inkomsten (eigenarenbelasting) ter hoogte van circa € 177.000,00. Voor de gemeente Aa en Hunze ligt dit bedrag op circa € 65.000,00 (zie ook **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.**).

Figuur 2.1 Inkomsten gemeenten



⁸ Legesverordening omgevingsvergunning 2014 gemeente Borger-Odoorn: Bij bouwkosten van € 45.000,00 of meer bedraagt dit € 1.395,55 plus 2,19% van de bouwkosten boven € 45.000,00. Op basis van de legesverordening komen hier andere legeskosten voor bijvoorbeeld aanleg en sloop nog bij.

⁹ Legesverordening 2015 gemeente Aa of Hunze: Indien de bouwkosten meer dan € 100.000,-- bedragen: € 2.437,00 vermeerderd met: 2,00 % van het bedrag waarmee die bouwkosten € 100.00,-- te boven gaan. Op basis van de legesverordening komen hier andere legeskosten voor bijvoorbeeld aanleg en sloop nog bij.

¹⁰ "Taxatiewijzer en kengetallen deel 12", VNG, 2014

¹¹ Gemeente Borger-Odoorn, Verordening op de heffing en de invordering van onroerende zaakbelastingen 2015 en gemeente Aa en Hunze, Verordening op de heffing en de invordering van onroerende zaakbelastingen 2014

3 WERKGELEGENHEID

De realisatie van het windpark levert naast inkomsten uit de productie van het windpark tevens werkgelegenheid op. Deze kan worden onderverdeeld in directe en indirecte arbeidsplaatsen, die zowel tijdelijk als permanent kunnen zijn.

3.1 Directe arbeidsplaatsen

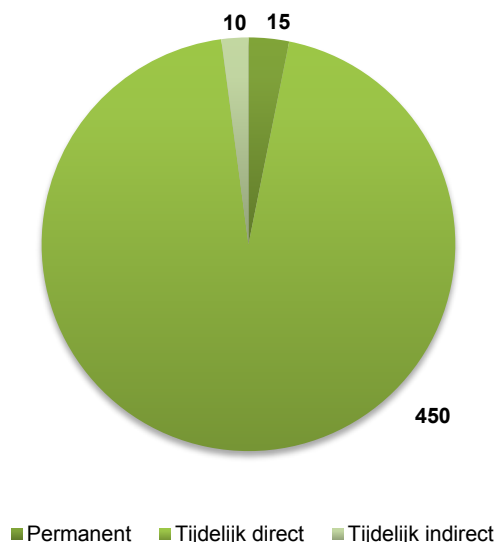
Directe arbeidsplaatsen bestaan voornamelijk uit werkzaamheden tijdens de bouwfase en gebruiksfase van het windpark, zoals bouwbedrijven en onderhoudsmonteurs.

Acres heeft in 2009¹² dat ongeveer 3 tijdelijke arbeidsplaatsen en 0,1 permanente arbeidsplaatsen per MW geïnstalleerd vermogen ontstaan als gevolg van de bouw van een windpark. Het betreft hier een gemiddelde op basis van beschikbare cijfers van reeds gerealiseerde windparken¹³. De permanente arbeidsplaatsen bestaan voornamelijk uit onderhoudspersoneel dat lokaal geworven wordt. Windpark De Drentse Monden – Oostermoer levert dus direct ongeveer 450 tijdelijke arbeidsplaatsen en 15 permanente arbeidsplaatsen op (zie Figuur 3.1). De permanente arbeidsplaatsen worden lokaal ingevuld, omdat onderhoudspersoneel 24 uur per dag beschikbaar moet zijn. Tijdelijke arbeidsplaatsen tijdens de bouw worden voor een deel door specialistische bedrijven van buiten de regio ingevuld voor de bouw van de turbines en elektrische infrastructuur. Er zijn echter ook substantiële civiele werken nodig, die vaak door lokale aannemers worden gerealiseerd. Er zijn dus veel kansen voor bedrijven in deze sector in de regio.

¹² "Spin-off windenergie", ACRESS – Wageningen UR, 2009 (in opdracht van v.m. Ministerie van LNV en provincie Flevoland)

¹³ De reeds gerealiseerde windparken in Nederland zijn bijna allemaal substantieel kleiner dan de beoogde omvang van De Drentse Monden- Oostermoer. Hierdoor zullen de genoemde getallen waarschijnlijk de ondergrens aangeven van de aantallen die verwacht mogen worden voor het onderhavige initiatief.

Figuur 3.1 Inschatting aantal arbeidsplaatsen o.b.v. cijfers Accres



3.2 Indirecte arbeidsplaatsen

Naast het effect van werkgelegenheid en vestigingsklimaat is er een andere belangrijke component, namelijk het regionale effect. Deze wordt op twee manieren bepaald. Enerzijds door de besteding van de inkomsten, anderzijds door de potentiële regionale besteding van de kosten (zoals bouw, onderhoud etc.)¹⁴. Dit regionale effect zorgt voor indirecte arbeidsplaatsen.

Indirecte arbeidsplaatsen zijn veel meer divers en bovendien lastiger te becijferen. Hieronder vallen toeleveranciers van turbineleveranciers en bouwbedrijven, opleidingsinstituten voor monteurs, maar ook lokale middenstand die extra omzet heeft vanwege de aanwezigheid van een groot bouwteam gedurende de bouwperiode en de initiatiefnemer die extra bestedingen doet vanuit de opbrengst van het windpark.

De indirecte werkgelegenheid laat zich vooraf lastig becijferen. Een voorzichtige schatting op basis van een bouwperiode van 2 jaar waarbij doorlopend werkzaamheden van grondverzet tot en met turbinebouw plaatsvinden, heeft een permanente bezetting van de bouwsite van ongeveer 200 werkers¹⁵. Dit geeft extra lokale bestedingen aan onder andere eten, drinken en overnachtingen, maar ook aan onderwijspersoneel voor opleidingen, transporteurs, et cetera.

De omvang hiervan laat zich, als gezegd, lastig becijferen. Tevens kan mogelijk extra indirecte werkgelegenheid ontstaan door toenemende bestedingen van exploitanten in het project (zie ook paragraaf 2.1).

¹⁴ Bron: Accres, 2009

¹⁵ Op basis van praktijkervaringen bij de bouw van windpark Noordoostpolder

4 SCHADE EN WAARDEDALING

Naast positieve financiële en economische effecten kunnen er ook negatieve effecten optreden.

Zo kan sprake zijn van:

- 'planschade'¹⁶ als gevolg van de vaststelling van een inpassingsplan voor de windturbines;
- nadeelcompensatie;
- waardedaling van onroerende zaken;
- bedrijfseconomische schade en inkomstenderving.

4.1 Planschade

Het 'planschade-artikel' 6.1 van de Wet ruimtelijke ordening (Wro) is bedoeld voor schade die kan ontstaan wanneer een bestemmingsplan dan wel inpassingsplan wordt herzien. Door een herziening kan omliggende bebouwing, in planologisch opzicht, in een verslechterde positie komen te verkeren en ten gevolge daarvan kan de waarde van een onroerende zaak worden aangetast. Er dient dus sprake te zijn van een planologisch nadeel. Door SAOZ is een onderzoek uitgevoerd¹⁷ naar planschade door windturbines. De inhoud van deze paragraaf komt uit dat onderzoek.

Prijsvorming

De prijsvorming bij planschade wordt verondersteld plaats te vinden louter aan de hand van objectief bepaalde, ruimtelijk relevante factoren zoals uitzicht, situeringswaarde, slagschaduw en geluid. Factoren van niet ruimtelijke, meer emotionele aard die 'in de markt' een rol kunnen spelen bij dienen geheel buiten beschouwing te worden gelaten. Dit maakt taxaties op basis van andere wetgeving, met name de WOZ, in zijn algemeenheid minder geschikt om als referentiekader te dienen, zo blijkt ook uit toepasselijke jurisprudentie. Ook is het gebruik van referentie-objecten, wat zeer kenmerkend is voor de WOZ-taxaties, in planschadesfeer minder goed mogelijk nu ten aanzien van deze referentie-objecten de planologische omstandigheden wezenlijk verschillend kunnen zijn.

Uit jurisprudentie blijkt dat indien er geen sprake is van planologisch nadeel, aan een WOZ-taxatie in elk geval geen betekenis toekomt. Een en ander betekent, dat het enkele feit dat de WOZ-waarde wordt verlaagd in verband met de plaatsing van windturbines niet met zich meebrengt, dat sprake is van een (gelijkwaardige) waardevermindering ten titel van planschade. Andersom hoeft het vaststellen van waardevermindering ten titel van planschade niet in alle gevallen te leiden tot een aanpassing van de WOZ-waarde. Planschade en WOZ zijn dus twee totaal verschillende taxatieregimes die goed gescheiden moeten worden. In paragraaf 4.2 wordt kort in gegaan op de invloed van windturbines op de waarde van onroerend goed.

Planschade bij woningen

Voor eigenaren van omliggende woningen kan de realisering van een windpark in beginsel nadelige gevolgen hebben voor de aspecten uitzicht, situeringswaarde, geluid- en of (slag)schaduwwerking. Het aantal ingediende planschade-aanvragen in verband met plaatsing van windturbines is zeer klein en de tot op heden uitgekeerde bedragen in verband

¹⁶ Tegemoetkoming in schade als bedoeld in artikel 6.1 Wet ruimtelijke ordening, in praktijk veelal 'planschade' genoemd.

¹⁷ "Onderzoek Planschade door windturbines", SAOZ, oktober 2012 (in opdracht van RVO, voorheen Agentschap NL)

met de plaatsing van windturbines zijn relatief laag¹⁸. Door de Afdeling bestuursrechtspraak van de Raad van State nog nooit een uitspraak gedaan aangaande de plaatsing van windturbines en de gevolgen daarvan voor omliggende woningen¹⁹.

Uitzicht/omgevingskarakteristiek

Windturbines zijn markante elementen in het landschap. In veel gevallen wordt gekozen voor plaatsing van windturbines in een gebied, dat zich tot dan toe liet karakteriseren als een relatief open agrarisch gebied. De komst van windturbineparken leidt daardoor tot een duidelijke doorbreking van het landelijke karakter. Door de maatvoering van windturbines zal in beginsel sprake kunnen zijn van een aantasting van het uitzicht van omliggende objecten, alsmede van een aantasting van de situeringswaarde. Het aspect 'situeringswaarde' is met name van betekenis, indien er geen andere factoren zijn die het 'aangezicht' van de omgeving beïnvloeden, zoals grote infrastructurele knooppunten, industrieterreinen et cetera. Om deze reden blijkt plaatsing van windturbines op of nabij bedrijventerreinen in de regel tot lagere planschade te leiden dan bij windturbines die in open agrarisch gebied worden geplaatst.

Veiligheid

Aangezien bij de plaatsing van windturbines voldaan moet worden aan alle normen is een relevante planologische verslechtering ten aanzien van het aspect veiligheid in de regel niet aan de orde.

Slagschaduw

Ondanks dat een windpark ten aanzien van slagschaduw dient te voldoen aan de wettelijke normen zal zich in voorkomende gevallen hinder voor doen die op basis van het 'oude' planologische regime niet mogelijk is omdat het geldende bestemmingsplan de plaatsing van windturbines niet toe laat. Een en ander leidt er mogelijk voor eigenaren van bepaalde objecten tot een zeker planologisch nadeel. De mate van hinder is individuele gevallen sterk afhankelijk van de afstand en wederzijdse oriëntatie van het object tot het windpark. De aanwezigheid van tussenliggende bebouwing (bijvoorbeeld eigen bedrijfsopstallen) of structureel opgaand groen zijn factoren waarmee rekening mag worden gehouden.

Geluidshinder

Het enkele feit dat wordt voldaan aan de geluidsnormen betekent niet dat er geen sprake kan zijn van planschade. Ook hier geldt dat in voorkomende gevallen zich hinder zal voor doen die op basis van het 'oude' planologische regime niet mogelijk is omdat het geldende bestemmingsplan de plaatsing van windturbines niet toe laat. Op grond van jurisprudentie en kan de komst van een windpark in voorkomende gevallen in beginsel leiden en daarmee mogelijk tot enig planologisch nadeel.

Planschade bij bedrijven

Bedrijfsopstallen ontleen hun waarde primair aan de eigen aanwendingsmogelijkheden. Indien en voor zover deze door een planologische wijziging niet worden beperkt, zal van schade in de zin van waardevermindering (afgenomen exploitatiemogelijkheden) geen sprake zijn. Van een directe beperking van exploitatiemogelijkheden is in elk geval geen sprake; de komst van de windturbines leidt niet tot beperkingen in de bedrijfsvoering.

¹⁸ Bron: SAOZ, oktober 2012

¹⁹ Bron: SAOZ, oktober 2012

4.2 Waarde van onroerende zaken (WOZ)

Door Bosch & Van Rijn is in Nederland onderzoek gedaan²⁰ naar het werkelijke effect van windturbineprojecten op de waarde van onroerend goed. In dit onderzoek zijn de jurisprudentie uitspraken geanalyseerd waarin de rechter het aannemelijk acht dat de nabijgelegen windturbine (s) een waarde drukkend effect hebben vanwege geluidhinder, slagschaduw en/of invloed op het uitzicht. In geen van deze zaken is de uitspraak onderbouwd met werkelijke transactiecijfers van woningen of ander onroerend goed.

Of nabijgelegen windturbines wel of geen effect op de waarde van onroerend goed hebben is op basis WOZ-waarden en op basis van de geanalyseerde jurisprudentie niet te concluderen. Daarvoor is onderzoek naar werkelijke, gerealiseerde onroerendgoedtransacties nodig. In slechts één casus is een analyse uitgevoerd op basis van werkelijke transactiecijfers. Daaruit bleek geen invloed van een nabijgelegen windpark op de waarde van het onroerend goed.

Kader 4.1 Nuancering bijstelling WOZ-waarde

In maart 2012 is door de Rekenkamer Amsterdam een onderzoek gedaan naar de bezwaarschriften omtrent vastgestelde WOZ-waarden in de periode van 2006 t/m 2011 in Amsterdam. Op 10% van de waardebeschikkingen is bezwaar ingediend. 60% van de bezwaarschriften resulteerde in een lager bijgestelde WOZ-waarde.

Bovenstaande geeft aan dat een WOZ-waarde vaak met succes wordt aangevochten. Dit hoge percentage wordt mede verklaard door het feit dat de bewijslast bij de gemeente ligt. Met andere woorden: de gemeente moet aannemelijk maken dat de WOZ-waarde strookt met de economische waarde van de woning. Het bezwaar van een woningeigenaar die beweert dat de waarde van zijn woning is gedaald, (bijvoorbeeld door een windproject) kan alleen dan afgewezen worden als de gemeente het tegenovergestelde kan 'bewijzen'.

Bron: Bosch en Van Rijn

Uit een recent grootschalig onderzoek in Amerika²¹ blijkt eveneens geen (blijvend) effect op waardedaling van woningen door windturbines in de nabijheid. Eerder bleek dat ook al uit een Amerikaans onderzoek in 2009²².

Een studie van het Tinbergen Instituut van september 2014²³ laat een ander beeld zien. De resultaten van onderzoek tonen een negatief effect door de realisatie van windturbines op huizenprijzen. De waardedaling zet al in voordat het windpark operationeel is. Dit onderzoek is echter uitgevoerd op basis van beschikbare getallen, zoals een groot aantal transactiegegevens van woningen in relatie tot afstand, omvang van het windpark en de windturbines. Belangrijke kanttekening die bij het onderzoek gemaakt moet worden dat géén rekening is gehouden met nuancerende omstandigheden zoals ook in Kader 4.1 beschreven waardoor niet herleidbaar of de geconstateerde waardedaling als gevolg van het windpark optreedt, of dat andere factoren een rol spelen.

²⁰ "De invloed van windturbines op de waarde van onroerend goed", Bosch & Van Rijn, december 2012 (in opdracht van RVO, voorheen Agentschap NL).

²¹ "A Spatial Hedonic Analysis of the Effects of Wind Energy Facilities on Surrounding Property Values in the United States", Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, August 2013.

²² The Impact of Wind Power Projects on Residential Property Values in the United States: A Multi-Site Hedonic Analysis, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, December 2009.

²³ Renewable Energy and Negative Externalities: The Effect of Wind Turbines on House Prices, Tinbergen Instituut, september 2014.

4.3 Nadeelcompensatie en schadevergoeding

Op 1 juli 2013 is de Wet nadeelcompensatie en schadevergoeding bij onrechtmatige besluiten in werking getreden als onderdeel van de Algemene wet bestuursrecht (Awb). Anders dan de naam van de wet doet vermoeden bevat deze wet bepalingen over schadevergoeding bij zowel rechtmatig als onrechtmatig overheidshandelen. Het deel van de wet dat toeziet op het aspect nadeelcompensatie (rechtmatig overheidshandelen) treedt op een nader te bepalen tijdstip in werking.

Deze algemene wettelijke grondslag voor nadeelcompensatie zal bestaande bijzondere wetten en specifieke buitenwettelijke regelingen vervangen, zo ook de planschaderegeling. De nadeelcompensatieregeling heeft veel gelijkenis met de huidige planschaderegeling maar de schadeoorzaken die voor een tegemoetkoming in de schade in aanmerking komen verdwijnen. De nieuwe wet ondervangt ook situaties waarbij schade die optreedt door rechtmatig handelen van de overheid in de situatie niet wettelijk verhaalbaar is, maar waar de overheid in praktijk wel de schade vergoedt omdat deze niet ten laste van een specifieke burger mogen komen²⁴.

²⁴ Hier wordt bijvoorbeeld omrijschade van een agrariër bedoeld, omdat hij zijn agrarische percelen via een omweg moet benaderen door de ontwikkeling van een plan. Planschade wordt hieronder niet begrepen omdat deze regeling zijn wettelijk basis vindt in artikel 6.1 Wro,

5 BEDRIJFSECONOMISCHE EFFECTEN

Tot slot kunnen natuurlijk ook bedrijven in andere sectoren (in)direct economische effecten ondervinden door het windpark.

Hierbij zijn zowel positieve en negatieve effecten denkbaar. Voorbeelden zijn effecten op:

- bedrijventerreinen;
- infrastructuur;
- grootschalige agrarische productie;
- toerisme.

5.1 Bedrijventerreinen, infrastructuur en landbouw

Effecten op bedrijventerreinen, infrastructuur en landbouw zijn over het algemeen beperkt. Doordat turbines een relatief gering ruimtegebruik kennen, zijn combinaties in ruimtegebruik mogelijk. Landbouw kan normaal plaatsvinden nabij een windturbine en ook infrastructuur ondervindt meestal geen invloed. De voor windturbines benodigde infrastructuur in de vorm van verharde ontsluitingswegen kan gecombineerd worden met het belang van verbetering van de logistiek naar en van agrarische percelen en de aan- en afvoer van producten (onder andere de verharde weg langs de Dreefleiding in 1e Exloërmond-Noord en de verharde weg langs de waterafvoer tussen 1e en 2e Exloërmond).

Op bedrijventerreinen kan het ruimtegebruik en de worden beperkt indien er sprake is van de aanwezigheid risicovolle bedrijven. Dit is bij windpark De Drentse Monden-Oostermoer niet te verwachten. De genoemde effecten zijn echter lastig te kwantificeren en worden hier dus ook niet verder uitgewerkt.

5.2 Toerisme

Verschillende Drentse gemeenten, waaronder ook Borger-Odoorn en Aa en Hunze, zijn voor een belangrijk deel van hun economische activiteit afhankelijk van het toerisme. Zo staat Borger landelijk bekend om de aanwezigheid van hunebedden en trekt de bosrijke omgeving van het Hunzedal jaarlijks veel wandel- en fietstoeristen²⁵. Om te kunnen bepalen of en welke effecten mogelijk optreden moeten een aantal punten worden onderzocht:

- Welke effecten zijn er bekend uit de internationale literatuur over de relatie tussen toerisme en windenergie;
- Welke cijfers zijn er beschikbaar over toerisme in de beide gemeenten;
- Op welke specifieke locaties binnen de gemeente vindt toerisme plaats.

Op basis van deze drie punten kan een kwalitatieve inschatting gemaakt worden van de effecten op de toeristische sector.

5.2.1 Effecten van windenergie op toerisme

Mogelijke effecten van windenergie op het toerisme zijn meetbaar naar veranderingen in het aantal overnachtingen, bezoekers, gebruik van attracties en de prijzen in een gebied. Er dient

²⁵ "Toeristisch recreatief ontwikkelingsplan", gemeente Aa en Hunze, 2009

dan wel een significant verband te zijn tussen deze veranderingen en de aanwezigheid van de windturbines.

Landschappen zijn van belang voor het toerisme. De plaatsing van meerdere windturbines in een landschap heeft effect op de beleving van het landschap. Uit diverse studies, uitgevoerd in Wales en Schotland, blijkt dat respectievelijk 34% en 38% het eens is met de stelling dat het landschap wordt aangetast door de realisatie van windparken op land²⁶. Een aanvullend onderzoek toont aan dat ongeveer 20% tot 30% van de toeristen een negatieve houding hebben ten opzichte van windturbines in het landschap. De overige 70% tot 80% is nagenoeg neutraal of positief (Riddington, 2008). In overige landen worden soortgelijke uitkomsten gemeten.

Riddington onderzocht tevens de economische impact van windturbines op toerisme. Hierin is een licht negatief verband aangetoond tussen windturbines en toerisme. Met name werd gekeken naar de impact op het aantal overnachtingen en daguitgaven van toeristen. Het onderzoek toont aan dat in de onderzochte regio's in totaal een verlies van uitgaven van 0,48% tot 1,59% wordt verwacht. Deze percentages zijn ongeveer gelijk aan de jaarlijkse schommelingen in de uitgaven die werden gemeten over de periode 2008-2012 in Drenthe en Nederland (Figuur 5.1).

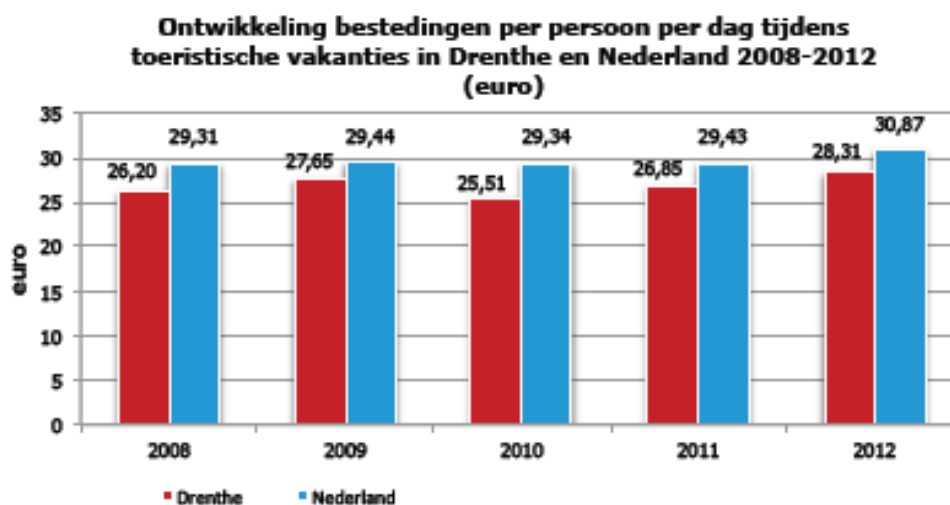
Voor Windpark Fryslân is een studie uitgevoerd naar potentiële toeristische impact²⁷. Geconcludeerd wordt dat zowel in de onderzoeken die (ex-ante) een gesimuleerde werkelijkheid van windmolenparken via foto's lieten zien, als in onderzoeken die (deels) na realisatie van een windmolenpark (ex-post) werden uitgevoerd wordt geen eenduidige impact van plaatsing van een windmolenpark op het toerisme vastgesteld.

Er blijkt dus dat er onder een beperkt deel van de toeristen een negatieve houding bestaat ten aanzien van windturbines en dat er een beperkte afname van uitgaven kan optreden. Een en ander is echter zeer locatie afhankelijk, daarom wordt in de volgende paragrafen ingegaan op de lokale situatie.

²⁶ NFO, 2003; MORI, 2003

²⁷ Windpark Fryslân Potentiële toeristische impact, European Tourism Futures Institute, 2014.

Figuur 5.1 Bestedingen toeristen in Drenthe per dag



Bron: NBTC-NIPO, Continu Vakantie Onderzoek (CVO), 2008-2012.

Cijfers toerisme gemeenten Borger-Odoorn en Aa en Hunze

Uit het toeristisch recreatief beleidsplan van de gemeente Borger-Odoorn²⁸ blijkt dat er in 2006 98 overnachtingslocaties zijn binnen de gemeente, goed voor circa 1.080.000 overnachtingen per jaar. Deze toeristische verblijfslocaties bestaan uit hotels, pensions, campings, bed en breakfast-voorzieningen en particuliere vakantiewoningen. Uit het toeristisch recreatief ontwikkelingsplan (TROP)²⁹ van de gemeente Aa en Hunze blijkt dat het aantal accommodaties in 2006 circa 100 is, goed voor circa 1.038.000 overnachtingen per jaar. De opvolger van het TROP, de Nota Toeristisch Beleid³⁰, laat zien

Op basis van de cijfers uit het Ecorys rapport (2012) blijkt dat in de gemeente Borger-Odoorn het aandeel werkgelegenheid in de vrijetijdssector 25% van de totale werkgelegenheid in die gemeente is. In de gemeente Aa en Hunze ligt dat aandeel op 22%. In beide gemeenten ligt de werkgelegenheid in de vrijetijdssector ruim boven het gemiddelde voor provincie Drenthe³¹, dat op 6,6% van de totale werkgelegenheid ligt. Landelijk bedraagt het aandeel 6,2%.

Toerisme in de Veenkoloniën

De cijfers laten zien dat toerisme een substantiële bedrijfstak is voor beide gemeenten. De locatie waar binnen de gemeenten dit toerisme plaatsvindt is echter cruciaal om te bepalen of, en in wat voor een mate, het voorgenomen windpark effect kan hebben op het toerisme. Er is daarom gekeken naar de ligging van toeristische accommodaties binnen de beide gemeenten.

²⁸ "Het toppunt van Drenthe, Historisch landschap in ontwikkeling, Toeristisch recreatief beleidsplan voor de gemeente Borger-Odoorn", gemeente Borger-Odoorn, april 2008.

²⁹ "Toeristisch recreatief ontwikkelingsplan, Aa en Hunze doet wat met je 2009-2014", gemeente Aa en Hunze, 2009.

³⁰ Nota Toeristisch Beleid, 2015-2019, gemeente Aa en Hunze, januari 2015.

³¹ "Vrijetijdseconomie: Feiten en Cijfers 2014", Provincie Drenthe, juli 2014

Uit gegevens van de provincie Drenthe³² blijkt dat het overgrote deel van de recreatieve verblijfs- en dag accommodaties gevestigd zijn op of ten zuidwesten van de Hondsrug. Deze locaties liggen buiten de invloedssfeer van het windpark en er bestaat ook geen zicht op de turbines door dichte bebossing en het reliëf in het landschap. Slechts een zeer beperkt deel van de accommodaties is gevestigd in of direct nabij het plangebied van het windpark. In het gebied zijn volgens gegevens van de provincie Drenthe geen recreatieve routes aanwezig, die concentreren zich ook vooral op en ten westen van de Hondsrug.

Conclusies toerisme

Op basis van bovenstaande kan geconcludeerd worden dat er uit bestaande (internationale) onderzoeken een gering negatief verband kan worden aangetoond tussen windenergie en toerisme onder een beperkt deel van de bezoekers. Gekeken naar de lokale situatie blijkt dat toerisme een belangrijke bedrijfstak vormt in de gemeenten Borger-Odoorn en Aa en Hunze, maar dat het overgrote deel van deze recreatie plaatsvindt buiten het plangebied van het windpark De Drentse Monden-Oostermoer. Effecten op het toerisme worden hier dan ook niet verwacht. In individuele gevallen kunnen er bij bedrijven die binnen het plangebied liggen wel negatieve effecten optreden. Deze kunnen nader worden gekwantificeerd.

³² Provincie Drenthe via Geoportaal (2015) <http://www.drenthe.info/kaarten/website/geoportaal/index.php>
Raadpleging kaarten 'Recreatie (verblijfs-), gebouw', 'Recreatie (verblijfs-), groter dan 3 ha', 'Recreatie (verblijfs-), terrein', 'Recreatieve routes in Drenthe' en 'Recreatieve voorziening e.d.'

6 CONCLUSIES

Op basis van deze notitie wordt geconcludeerd dat de economische effecten van het windpark lastig te kwantificeren zijn, zowel in positieve als negatieve zin. Om desgewenst effecten nader te kunnen kwantificeren kan een nadere beschouwing op basis van het voorkeursalternatief worden uitgevoerd. Dit is echter geen onderdeel van het MER.

De belangrijkste spin-off effecten van de investeringen in windenergie zijn de regionale besteding en het inkomenseffect bij de windturbine-eigenaren en de werkgelegenheid uit bouw en onderhoud.

Windenergie is ook een belangrijke inkomstenbron voor de lokale overheden. De (bouw)leges leveren eenmalig een bedrag van zo'n € 3,5 miljoen op. OZB levert jaarlijks zo'n € 242.000 per jaar op.

Negatieve economische effecten, zoals waardevermindering van de woning en planschade, kunnen optreden, maar de omvang daarvan is nu niet te kwantificeren. Op basis van beschikbaar onderzoek en analyse van jurisprudentie kan geconcludeerd worden dat er geen aanzienlijke planschadebedragen ontstaan door de plaatsing van windturbines, de tot op heden uitgekeerde planschadebedragen in verband met de plaatsing van windturbines zijn relatief laag. Of nabijgelegen windturbines wel of geen effect op de waarde van onroerend goed hebben is op basis WOZ-waarden en op basis van de geanalyseerde jurisprudentie en onderzoeken niet te concluderen.

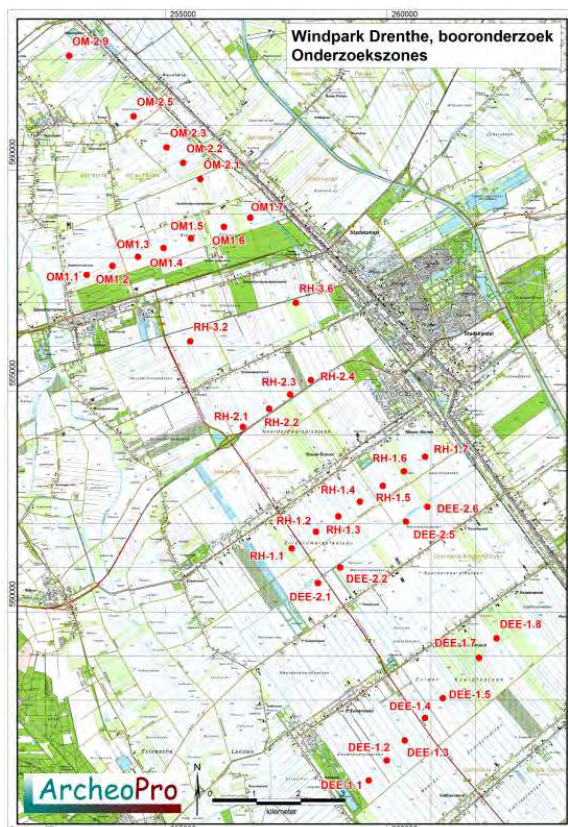
Bedrijfseconomische effecten zijn over het algemeen beperkt. Effecten op de toeristische sector van beide gemeenten zijn niet te verwachten, aangezien het toerisme voor het overgrote deel uit het zicht en buiten de invloedssfeer van de windturbines plaatsvindt. In individuele gevallen kunnen binnen het plangebied wel effecten optreden. Deze kunnen in een latere fase, wanneer de opstellingen bekend zijn, nader worden gekwantificeerd.

BIJLAGE 21A



ArcheoPro Archeologisch rapport Nr 15024

Windpark De Drentse Monden - Oostermoer Gemeenten Aa en Hunze en Borger-Odoorn Verkennend booronderzoek en deels oppervlaktekartering




Richard Exaltus
Joep Orbons

September 2015

ArcheoPro

ArcheoPro Archeologisch rapport Nr 15024

Windpark De Drentse Monden - Oostermoer Gemeenten Aa en Hunze en Borger-Odoorn Verkennend booronderzoek en deels oppervlaktekartering

Colofon	
Opdrachtgever:	Pondera Consult
Status:	Concept versie 04-09-2015
Projectcode :	15-049
Bestandsnaam :	ArcheoPro, Windpark Drenthe, 2015 09 04
Archis melding (OM nummer):	66744/745/746
Bevoegd gezag:	Gemeente Aan en Hunze en Borger-Odoorn
Opslagplaats documentatie:	Provincie Drenthe
ISSN:	1569-7363
Auteur:	Richard Exaltus, Joep Orbons
Projectleider:	Richard Exaltus
Projectmedewerkers:	Richard Exaltus, Joep Orbons, Hon Rik
Onderaannemers :	nvt
Autorisatie:	Drs. R.P. Exaltus; senior-archeoloog
	
Uitgegeven door ArcheoPro © Copyright 2015 ArcheoPro, Eijsden	
ArcheoPro Sint Jozefstraat 45 NL 6245 LL Eijsden Nederland	Tel : 0(0 31) 43 3672586 www.archeopro.nl
Kamer van Koophandel Limburg: 14117581 e-mail: info@archeopro.nl	

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave.....	3
Samenvatting.....	5
1. Inleiding.....	6
1.1 Algemeen.....	6
1.2 Locatiegegevens.....	6
1.3 Aard van de ingreep.....	6
1.4 Onderzoek.....	7
1.5 Onderzoeksstrategie.....	7
2 Resultaten veldonderzoek.....	10
2.1 Resultaten booronderzoek OM2.....	10
2.1.1 Locatie OM2.1.....	10
2.1.2 Locatie OM2.2.....	11
2.1.3 Locatie OM 2.3.....	12
2.1.4 Locatie OM 2.5.....	13
2.1.5 Locatie OM 2.9.....	13
2.2 Resultaten booronderzoek OM1.....	15
2.2.1 Locatie OM1.1.....	15
2.2.2. Locatie OM1.2.....	16
2.2.3. Locatie OM1.3.....	17
2.2.4 Locatie OM1.4.....	18
2.2.5 Locatie OM1.5.....	18
2.2.6 Locatie OM1.6.....	19
2.2.7 Locatie OM1.7.....	19
2.3 Resultaten booronderzoek RH3.....	21
2.3.1. Locatie RH3.2.....	21
2.3.2 Locatie RH3.6.....	22
2.4 Resultaten booronderzoek RH2.....	24
2.4.1 Locatie RH2.1.....	24
2.4.2 Locatie RH2.2.....	25
2.4.3. Locatie RH2.3.....	26
2.4.4. Locatie RH2.4.....	26
2.5 Resultaten booronderzoek RH1.....	29
2.5.1. Locatie RH1.1.....	29
2.5.2 Locatie RH1.2.....	30
2.5.3 Locatie RH1.3.....	31
2.5.4. Locatie RH1.4.....	32
2.5.5. Locatie RH1.5.....	32
2.5.6 Locatie RH1.6.....	33
2.5.7 Locatie RH1.7.....	34
2.6 Resultaten booronderzoek DEE2.....	35
2.6.1 Locatie DEE2.1.....	35
2.6.2 Locatie DEE2.2.....	36

2.6.3 Locatie DEE2.5	36
2.6.4 Locatie DEE2.6	37
2.7 Resultaten booronderzoek DEE1	39
2.7.1 Locatie DEE1.1	39
2.7.2 Locatie DEE1.2	40
2.7.3 Locatie DEE1.3	41
2.7.4 Locatie DEE1.4	41
2.7.5 Locatie DEE1.5	42
2.7.6 Locatie DEE1.7	42
2.7.7 Locatie DEE1.8	43
3 Conclusies en aanbevelingen (beleidsadvies)	44
Verklarende woordenlijst.....	46
Archeologische tijdschaal	46
Bronnen	47
Literatuur	48
Bijlage 1: Boorbeschrijving	49
Betekenis van de afkortingen:	54

Samenvatting

In april en mei 2015 is door ArcheoPro een Inventariserend Veldonderzoek Overig (IVO-O) uitgevoerd op 36 geplande windmolenlocaties in de gemeenten Aa en Hunze en Borger-Odoorn . Deze windmolenlocaties maken deel uit van het geplande windpark, Drentse monden - Oostermoer

Het archeologisch onderzoek betrof een Inventariserend Veldonderzoek Overig (IVO-O) verkennende fase. Het bureauonderzoek was reeds eerder door ArcheoPro uitgevoerd (Exaltus en Orbons 2014; ArcheoPro-rapport 13080). Op basis van de resultaten hiervan is geconcludeerd dat op alle locaties die liggen in een zone met een middelhoge- of een hoge archeologische verwachting, in eerste instantie een verkennend booronderzoek dient te worden uitgevoerd.

Binnen het plangebied Drentse monden is door ArcheoPro op 36 toekomstige windmolenlocaties verkennend booronderzoek verricht. Op 26 locaties kon bovendien een oppervlaktekartering worden uitgevoerd. Op 25 van deze locaties zijn ondanks de goede vondstzichtbaarheid geen relevante archeologische indicatoren aangetroffen die archeologisch vervolgonderzoek zouden rechtvaardigen. Op elke gekarteerde locatie zijn slechts vondsten uit de nieuwe tijd aangetroffen waarvan op basis van de diversiteit en de dunne spreiding voor de hand ligt dat het om bemestingsvondsten gaat die met stadsafval zijn aangevoerd. Op de overige 10 locaties kon in verband met de aanwezige begroeiing geen oppervlaktekartering worden uitgevoerd. Hiervan was op 8 locaties de bodem te nat voor bewoning of ondertussen zodanig diep verstoord dat hierop geen behoudenswaardige archeologische sporen meer verwacht hoeven te worden.

Op één locatie (OM1.3) was de uitgevoerde oppervlaktekartering door de slechts matige vondstzichtbaarheid onvoldoende effectief. Omdat op deze locatie in de boringen een slechts ondiep verstoord en bovendien nog deels afgedekte podzolbodem is aangetroffen die in de prehistorie geschikt is geweest voor bewoning, wordt hierop karterend booronderzoek aanbevolen. Dergelijk onderzoek wordt om dezelfde reden aanbevolen op de locaties OM2.1 en OM 1.6. Op deze locaties bleken eveneens ondiep verstoord podzolbodems aanwezig te zijn en was door de aanwezige begroeiing ten tijde van het veldonderzoek, in het geheel geen oppervlaktekartering mogelijk.

De gegeven turbineposities kunnen in de praktijk nog maximaal 15 meter verschuiven in de twee richtingen langs de lijnen waarin de turbines zijn geplaatst. Dus de werkelijke positie van een turbine kan liggen op een lijn van 30 meter waarbij de huidige coördinaten het middelpunt van die lijn zijn. De conclusies van het onderhavige onderzoek wijzigen niet bij positiewijzigingen welke binnen deze bandbreedte vallen. Daarvoor zal geen aanvullend onderzoek vereist zijn.

1. Inleiding

1.1 Algemeen

Opdrachtgever:	Pondera Consult
Datum uitvoeringveldwerk:	april/mei 2015
Archis onderzoeksmelding:	66744/745/746
Bevoegd gezag:	Gemeente Aa en Hunze en Borger-Odoorn
Bewaarplaats vondsten:	Provincie Drenthe
Bewaarplaats documentatie:	Provincie Drenthe

1.2 Locatiegegevens

Provincie:	Drenthe
Gemeenten:	Aa en Hunze en Borger-Odoorn
Toponiem:	Windpark Drentse Monden - Oostermoer
Globale ligging:	Ten westen van Stadskanaal en ten oosten van de Hunze
Hoekcoördinaten plangebied:	252786 / 546144 252786 / 562618 262908 / 562618 262908 / 546144
Oppervlakte plangebied:	25,03 ha
Eigendom:	nvt
Grondgebruik:	akker- en weidegebied
Hoogteligging:	± 9 m +NAP
Bepaling locaties:	GPS Garmin, meetlinten

1.3 Aard van de ingreep

Aard ingreep:	Plaatsing windmolens
Wijze fundering:	Op betonpalen

1.4 Onderzoek

In april en mei 2015 is door ArcheoPro een Inventariserend Veldonderzoek Overig (IVO-O) uitgevoerd op 36 geplande windmolenlocaties in de gemeenten Aa en Hunze en Borger-Odoorn. Deze windmolenlocaties maken deel uit van het geplande windpark, Drentse monden - Oostermoer

Het archeologisch onderzoek betrof een Inventariserend Veldonderzoek Overig (IVO-O) verkennende fase. Het bureauonderzoek was reeds eerder door ArcheoPro uitgevoerd (Exaltus en Orbons 2014; ArcheoPro-rapport 13080). Op basis van de resultaten hiervan is geconcludeerd dat op alle locaties die liggen in een zone met een middelhoge- of een hoge archeologische verwachting, in eerste instantie een verkennend booronderzoek dient te worden uitgevoerd.

1.5 Onderzoeksstrategie

Het verkennend booronderzoek heeft tot doel om vast te stellen hoe de bodem is opgebouwd, in hoeverre deze intact is en of hierin archeologische indicatoren aanwezig (kunnen) zijn. Om de bodemopbouw zo exact mogelijk te kunnen bestuderen kan het beste gebruik gemaakt worden van een (zand)guts. Alle boringen zijn doorgezet tot tenminste twee decimeter in het schone gele, niet door bodemvorming beïnvloede zand van de C-horizont.

Overal waar de huidige grondbewerking tot in de natuurlijke bodem reikt en een goede vondstzichtbaarheid heerst, is een oppervlaktekartering het meest geschikt voor het opsporen van archeologische indicatoren. Doordat het veldonderzoek in het voorjaar is uitgevoerd bleek op veel locaties het oppervlak nog onbegroeid te zijn. Ondanks dat dit geen deel uitmaakte van het verkennende onderzoek, is hiervan door ArcheoPro gebruik gemaakt door overal waar mogelijk en zinvol, een oppervlaktekartering uit te voeren. Hierdoor kon op veel terreinen al een karterende fase van onderzoek worden uitgevoerd.

Van alle boorpunten is de NAP-hoogte bepaald door middel van het AHN. De ligging van de boorpunten is bepaald met behulp van een GPS.

ArcheoPro voert haar onderzoeken uit conform de hiervoor vastgelegde normen en richtlijnen (KNA 3.3) en is door de Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed (RCE) vergunning verleend tot het verrichten van bepaalde archeologische werkzaamheden in het kader van het doen van opgravingen, bestaande uit prospectie door middel van booronderzoek.

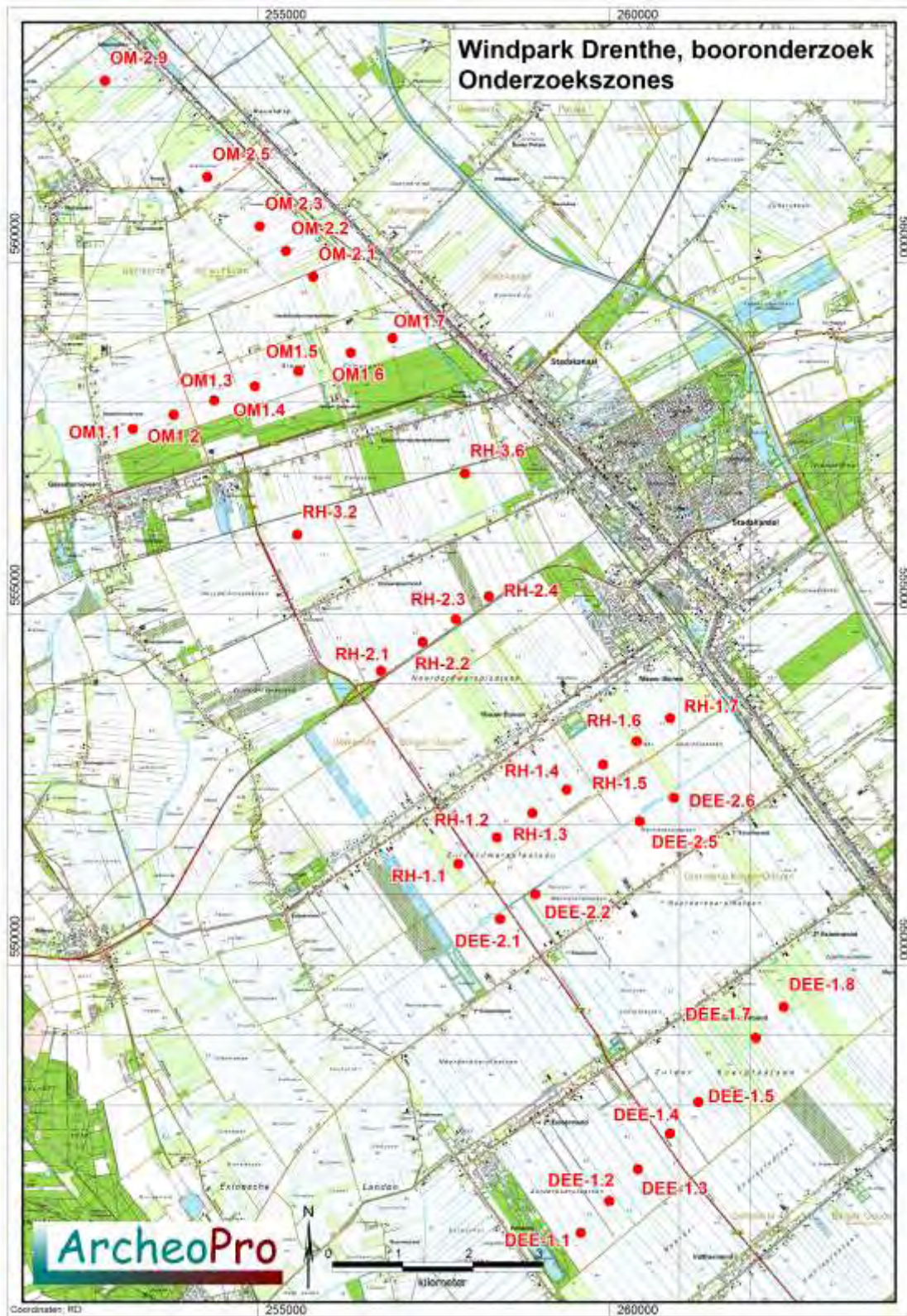
Het onderzoek is uitgevoerd door drs. R.P. Exaltus (senior-archeoloog), ing. P.J. Orbons (senior vakspecialist) en H. Rik (veldtechnicus).

1.6 Leeswijzer

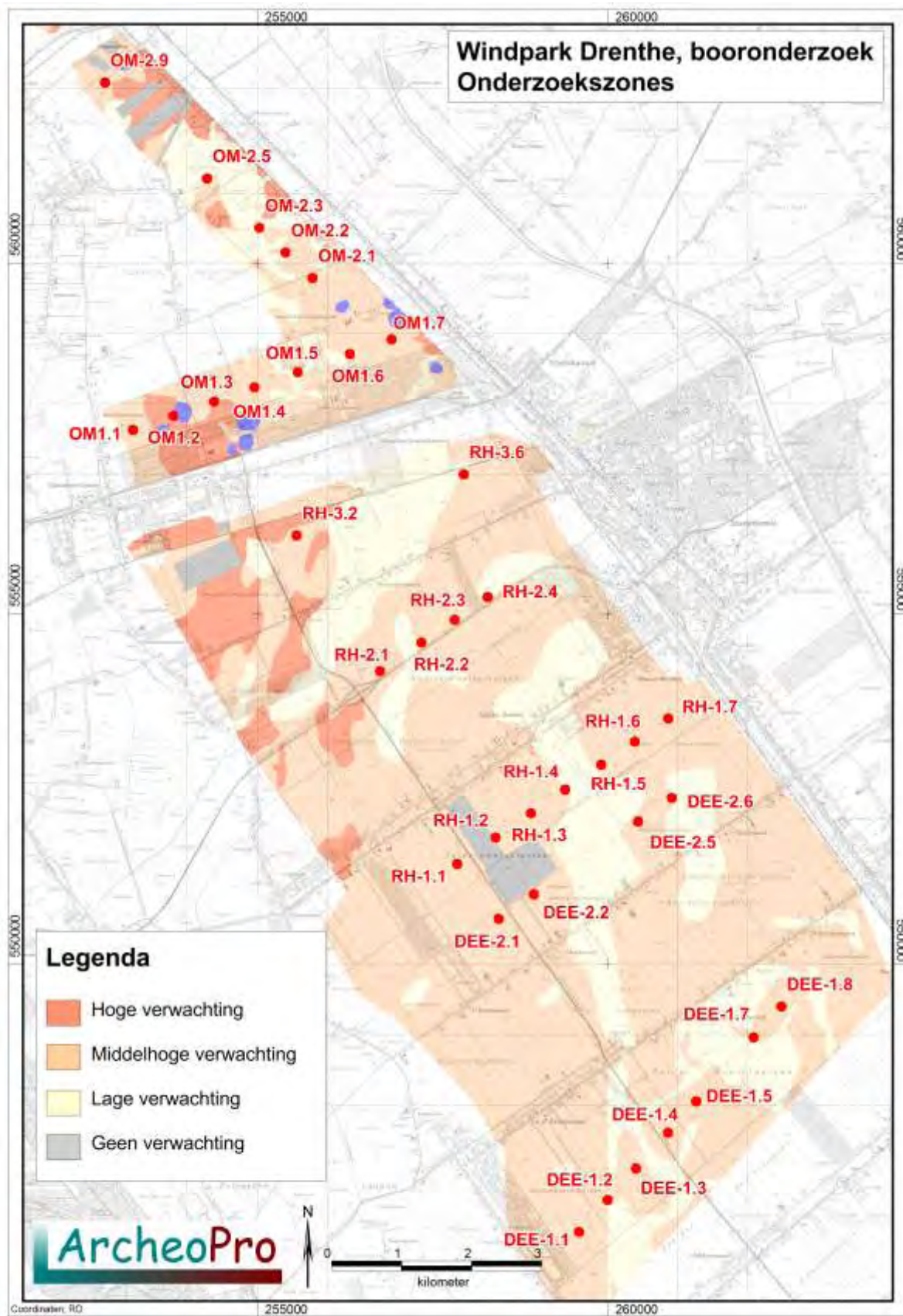
In hoofdstuk 2 worden de clusters van molenlocaties van noord naar zuid besproken waarbij binnen elk cluster met het laagste nummer van de locaties binnen dat cluster begonnen wordt. Per cluster zijn de boorpunten weergegeven in één overzichtsfiguur.

De resultaten van het booronderzoek zijn weergegeven in boorprofielen die per cluster eveneens in één figuur staan.

In hoofdstuk 3 worden de conclusies weergegeven waarbij de resultaten per locatie, staan opgesomd in een overzichtstabel.



Figuur 1: De ligging van de onderzochte locaties.

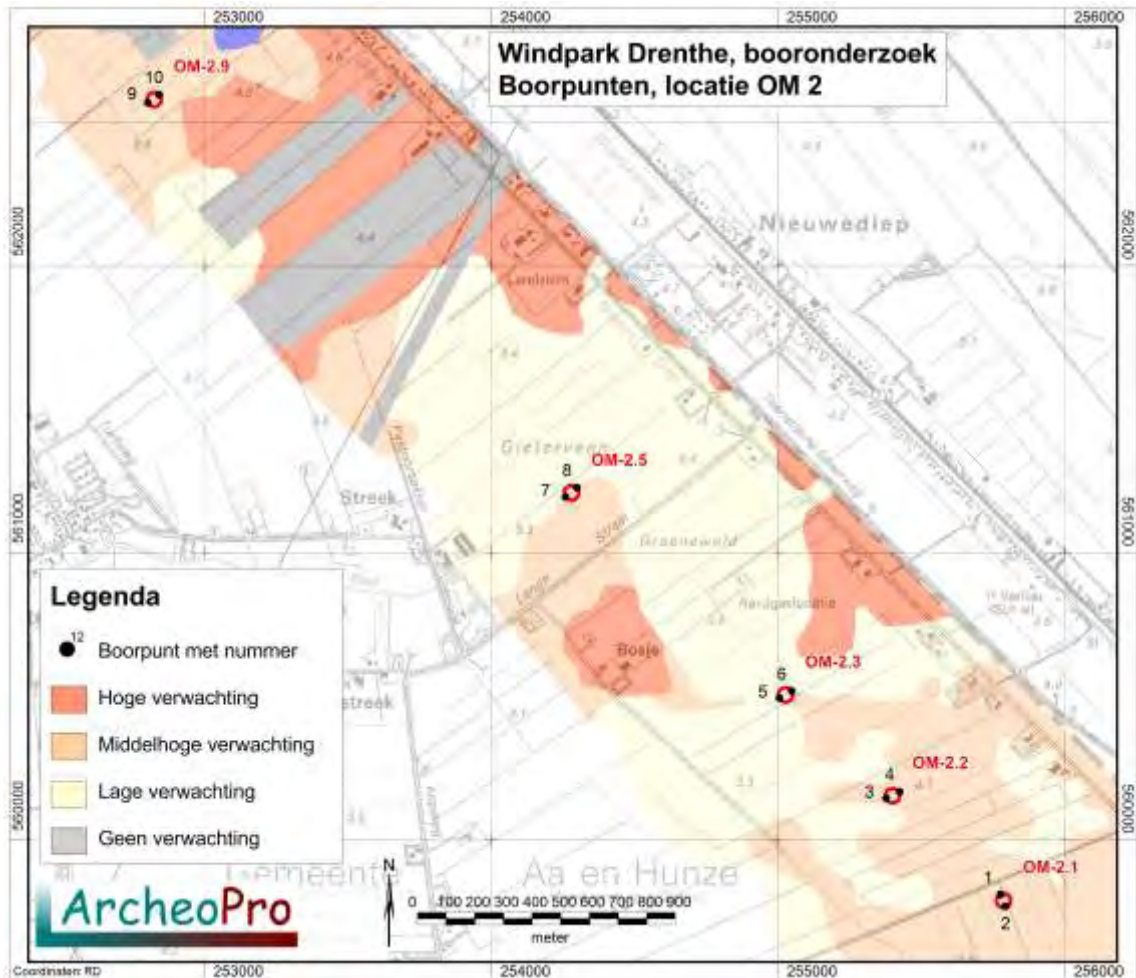


Figuur 2: De ligging van de onderzoekslocaties ten opzichte van de archeologische verwachtingsszones

2 Resultaten veldonderzoek

2.1 Resultaten booronderzoek OM2

Onderzochte locaties: OM2.1, OM2.2, OM2.3, OM2.5, OM2.9



Figuur 3: Boorpuntenkaart OM2

2.1.1 Locatie OM2.1

Verrichte werkzaamheden

Boringen 1 en 2

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen 1 en 2 is bovenin een twintig tot dertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder een tien tot vijftien centimeter dikke BC-horizont. Deze gaat binnen veertig centimeter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. Door de begroeiing met gras kon hier geen oppervlaktekartering worden uitgevoerd.

Advies

Uit de aanwezigheid van een (restant van een) BC-horizont, blijkt dat hier voorafgaande aan de veenvorming voor bewoning geschikte omstandigheden hebben geheerst. Gezien de geringe verstoringsdiepte kunnen eventueel aanwezige archeologische sporen nog grotendeels bewaard zijn gebleven. Omdat hier geen oppervlaktekartering mogelijk was wordt derhalve voor deze locatie de uitvoering van een karterend booronderzoek aanbevolen.

2.1.2 Locatie OM2.2

Verrichte werkzaamheden

Boringen 3 en 4 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen is een ruim veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Hieronder ligt een ongeveer een halve meter dik pakket dat bestaat uit zand dat is vermengd met brokken veen. Dit vergraven zandpakket gaat op een diepte van ongeveer negentig centimeter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit een pas ingezaaide akker bestond waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd. Deze zijn dermate divers en dun gespreid dat het zeer waarschijnlijk om materiaal gaat dat hier door bemesting met stadsafval op terecht is gekomen. Figuur 8 geeft een indruk van dergelijke vondsten.

Advies

De tot grote diepte verstoorde bodem maakt het onwaarschijnlijk dat hier nog behoudenswaardige archeologische sporen aanwezig zullen zijn. Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering bovendien geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van dergelijke sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.



Figuur 4: De vondstzichtbaarheid ten tijde van het veldonderzoek op locatie OM2.1

2.1.3 Locatie OM 2.3

Verrichte werkzaamheden

Boringen 5 en 6 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

In beide boringen is een ruim veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Hieronder ligt een ongeveer dertig centimeter dik pakket dat bestaat uit zand dat is vermengd met brokken veen. Dit vergraven zandpakket gaat op een diepte van ongeveer zeventig centimeter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit een pas ingezaaide akker bestond waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

De tot grote diepte verstoorde bodem maakt het onwaarschijnlijk dat hier nog behoudenswaardige archeologische sporen aanwezig zullen zijn. Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering bovendien geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van dergelijke sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.



Figuur 5: De diep verstoorde bodem zoals aangetroffen op locatie OM2.3

2.1.4 Locatie OM 2.5

Verrichte werkzaamheden

Boringen 7 en 8 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

Bovenin de hier gezette boringen is een ruim veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Deze gaat in boring 8 direct over in het schone gele zand van de C-horizont. In boring 7 zijn onder de bouwvoor echter beekafzettingen aangetroffen die bovenin bestaan uit door lagen beekleem onderbroken zand en daaronder uit door dunne laagjes her-afgezet veen, onderbroken zand. Op 1,2 meter beneden het maaiveld gaan deze beekafzettingen over in schoon, grijsgeel zand. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit een pas ingezaaide akker bestond waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van archeologische sporen zouden kunnen wijzen. De in boring 7 aangetroffen beekafzettingen zijn, gezien hun gelaagdheid, ontstaan in een dynamisch afzettingmilieu. Dit maakt de kans klein dat hierin de neerslag aanwezig is van specifiek aan water geboden activiteiten die hier in situ hebben plaatsgevonden. Om deze reden wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.

2.1.5 Locatie OM 2.9

Verrichte werkzaamheden

Boringen 9 en 10 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

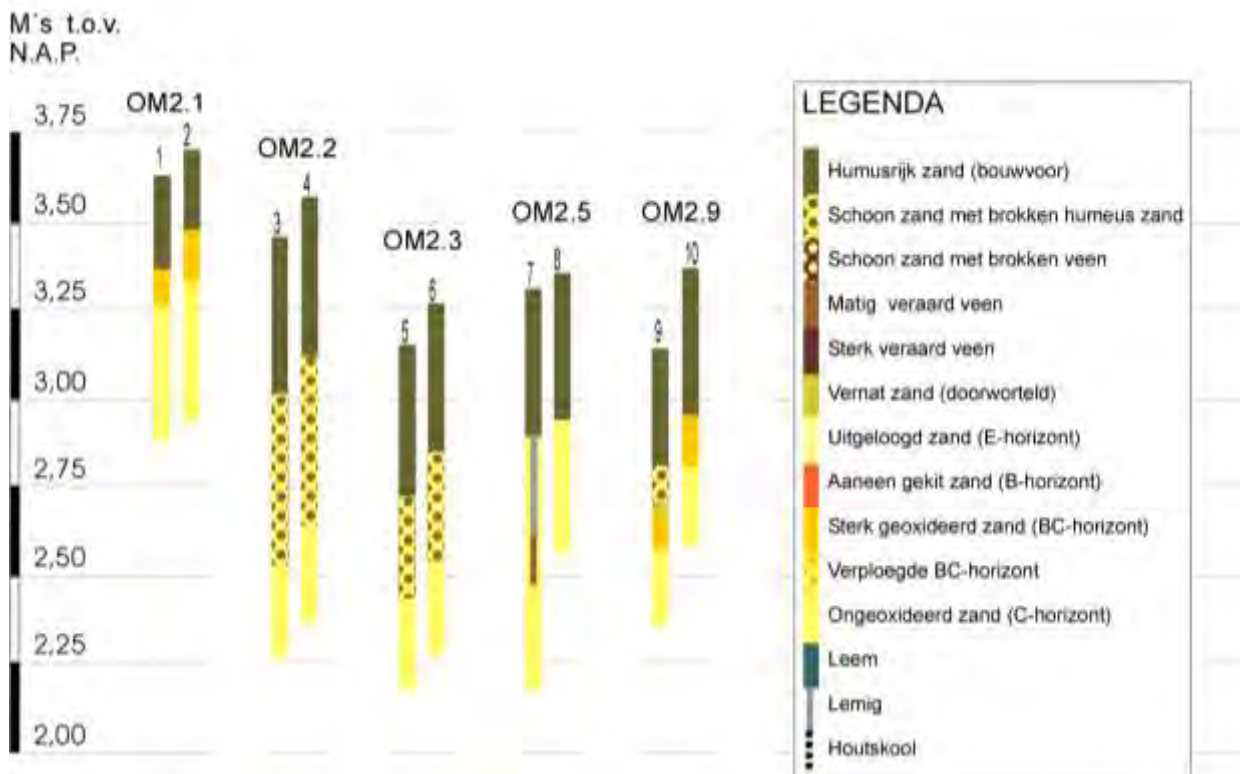
In de hier gezette boringen is een 35 tot veertig 40 dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder een tien tot vijftien centimeter dikke BC-horizont. Deze gaat rond 55 centimeter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. In boring 9 ligt tussen de bouwvoor en de BC-horizont nog een vijftien centimeter dik pakket van met veenbrokken vermengd zand.

Uit de aanwezigheid van een (restant van een) BC-horizont, blijkt dat hier voorafgaande aan de veenvorming voor bewoning geschikte omstandigheden hebben geheerst. Tevens blijkt uit de ligging van verploegde lagen direct tot op deze BC-horizont dat het deel van de bodem dat archeologische sporen kan bevatten, wordt aangeploegd. Dit betekent dat eventueel aanwezige archeologische resten, aan het oppervlak kunnen voorkomen. Omdat deze locatie

ten tijde van het veldonderzoek uit een pas ingezaaide akker bestond waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

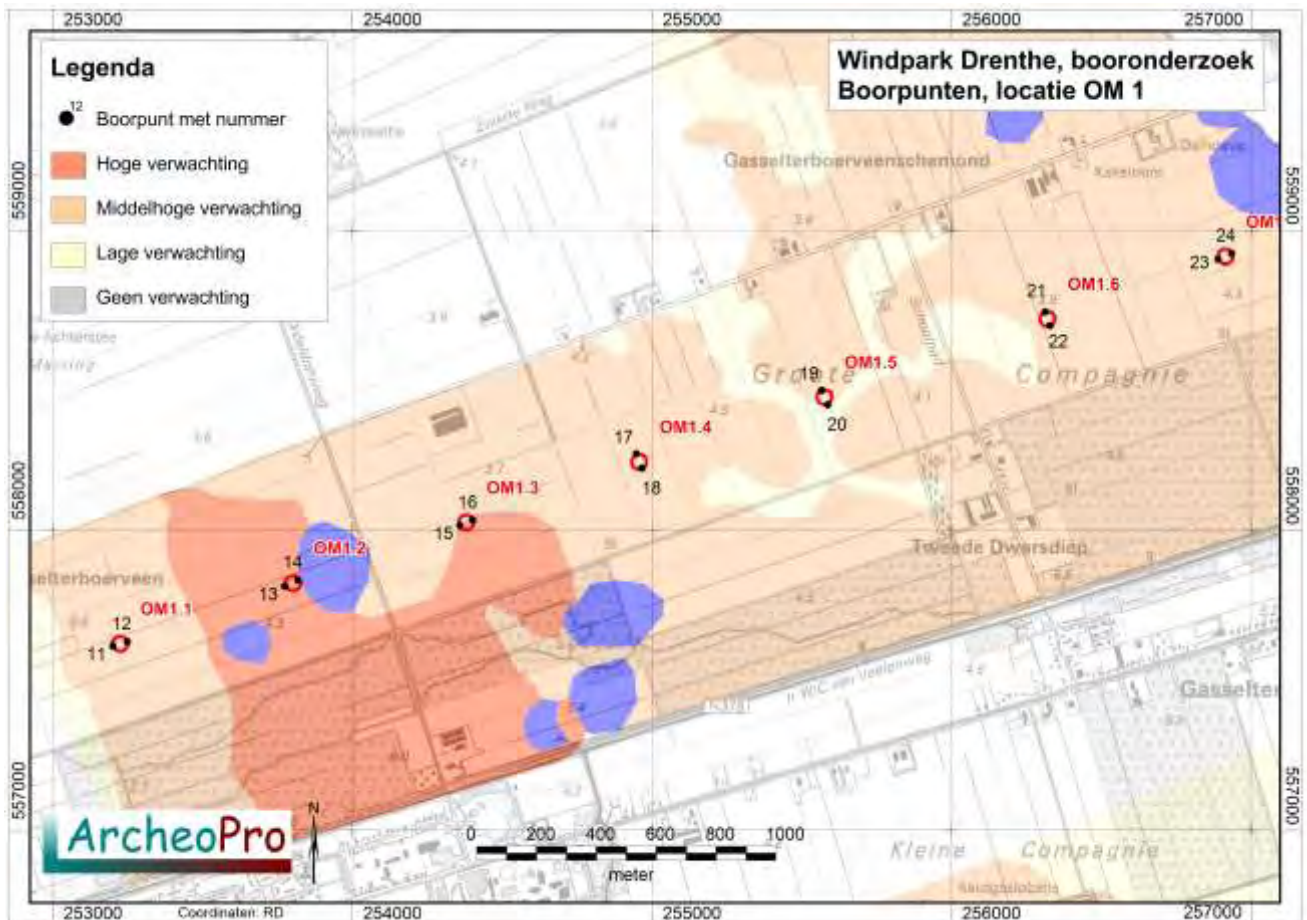
Gezien het ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid ontbreken van relevante oppervlaktevondsten, wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.



Figuur 6: Boorprofielen OM2

2.2 Resultaten booronderzoek OM1

Onderzochte locaties: OM1.1, OM1.2, OM1.3, OM1.4, OM1.6, OM1.7



Figuur 7: Boorpuntenkaart OM1

2.2.1 Locatie OM1.1

Verrichte werkzaamheden

Boringen 11 en 12 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen is een ruim veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder een tien tot vijftien centimeter dikke verploegde top van de C-horizont. Deze bestaat uit schoon geel zand dat is vermengd met brokken humeus zand. Deze AC-horizont gaat rond zestig centimeter beneden het maaiveld over in het ongeroerde zand van de C-horizont.

Uit het doorlopen van de AC-horizont tot in de C-horizont, blijkt dat het deel van de bodem dat archeologische sporen kan bevatten, wordt aangeploegd. Dit betekent dat eventueel aanwezige archeologische resten, aan het oppervlak kunnen voorkomen. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit een pas ingezaaide akker bestond waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

Gezien het ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid ontbreken van relevante oppervlaktevondsten, wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.

2.2.2. Locatie OM1.2

Verrichte werkzaamheden

Boringen 13 en 14 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen is een bijna een halve meter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder een maximaal tien centimeter dikke verploegde top van de C-horizont. Deze bestaat uit schoon geel zand dat is vermengd met brokken humeus zand. Deze AC-horizont gaat rond zestig centimeter beneden het maaiveld over in het ongeroerde zand van de C-horizont.

Uit het doorlopen van de AC-horizont tot in de C-horizont, blijkt dat het deel van de bodem dat archeologische sporen kan bevatten, wordt aangeploegd. Dit betekent dat eventueel aanwezige archeologische resten, aan het oppervlak kunnen voorkomen. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit een pas ingezaaide akker bestond waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft naast een grote hoeveelheid vondsten uit de nieuwe tijd, die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen, één aardewerkscherf uit de ijzertijd opgeleverd. Het betreft een matig verweerde scherf van enkele centimeters in diameter (zie figuur 8).

Advies

De aanwezigheid van slechts één scherf aardewerk uit de ijzertijd tussen een grote hoeveelheid bemestingsaardewerk, maakt het waarschijnlijk dat deze hier met bemesting is terechtgekomen. De datering in de ijzertijd betekent bovendien dat de locatie al met veen was overgroeid voorafgaande aan het ontstaan van deze scherf. Om deze reden wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.



Figuur 8: De oppervlaktevondsten van OM1.2 met rechts de aardewerkscherf uit de ijertijd. Uit de diversiteit, de dunne spreiding en de datering in de nieuwe tijd van de overige vondsten, blijkt dat het om bemestingsafval gaat; mogelijk stadsafval.

2.2.3. Locatie OM1.3

Verrichte werkzaamheden

Boringen 15 en 16 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen is een slechts twintig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder in boring 16 een tien centimeter dikke B-horizont op een twintig centimeter dikke BC-horizont. Deze gaat op een halve meter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. In boring 15 is eveneens een tot een halve meter beneden het maaiveld doorlopende BC-horizont aangetroffen. Deze wordt echter afgedekt door een door vernatting gebleekte zandlaag met daarboven een vijf centimeter dik laagje veen op een vernatte zandlaag. Hieronder bleek nog een BC-horizont aanwezig.

Ten tijde van het veldonderzoek bestond deze locatie op een al enige tijd geleden ingezaaide akker waarop nog slechts een matige vondstzichtbaarheid heerste. Niettemin is hier oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval terecht zullen zijn gekomen.

Advies

Uit de aanwezigheid van resten van zowel een B- als een BC-horizont, blijkt dat hier voorafgaande aan de veenvorming voor bewoning geschikte omstandigheden hebben

geheerst. Gezien de geringe verstoringsdiepte kunnen eventueel aanwezige archeologische sporen nog grotendeels bewaard zijn gebleven. Omdat hier slechts een matig vondstzichtbaarheid heerste en het potentiële sporenniveau bovendien nog deels wordt afgedekt door veen, wordt voor deze locatie de uitvoering van een karterend booronderzoek aanbevolen.

2.2.4 Locatie OM1.4

Verrichte werkzaamheden

Boringen 17 en 18 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen 17 en 18 is bovenin een respectievelijk dertig en veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder in boring 18 een vijftien centimeter dikke BC-horizont. Deze gaat binnen zestig centimeter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. In boring 17 ligt tussen de bouwvoor en de C-horizont nog een verploegd zandpakket dat bestaat uit met brokken humeus zand vermengd, schoon geel zand.

Uit de aanwezigheid van een (restant van een) BC-horizont, blijkt dat hier voorafgaande aan de veenvorming voor bewoning geschikte omstandigheden hebben geheerst. Tevens blijkt uit de ligging van verploegde lagen direct tot op deze BC-horizont dat het deel van de bodem dat archeologische sporen kan bevatten, wordt aangeploegd. Dit betekent dat eventueel aanwezige archeologische resten, aan het oppervlak kunnen voorkomen. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit een pas ingezaaide akker bestond waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

Gezien het ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid ontbreken van relevante oppervlaktevondsten, wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.

2.2.5 Locatie OM1.5

Verrichte werkzaamheden

Boringen 19 en 20

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen is een 40 tot 45 centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder een drie tot tien centimeter dik veenlaagje. Hieronder is vanaf ongeveer een halve meter beneden het maaiveld, sterk lemig zand aanwezig.

Uit het ontbreken van sporen van podzolvorming, blijkt dat hier voorafgaande aan de veenvorming geen voor bewoning geschikte omstandigheden hebben geheerst. Dit hangt waarschijnlijk samen met de sterk lemige ondergrond die slecht waterdoorlatend is.

Omdat deze locatie ten tijde van het onderzoek uit grasland bestond, is hierop geen oppervlaktekartering uitgevoerd. Dit zou overigens gezien de afdekking van de zandbodem met veen, geen zin gehad hebben.

Advies

Gezien de voor bewoning ongeschikte omstandigheden voorafgaande aan de veenvorming, wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.

2.2.6 Locatie OM1.6

Verrichte werkzaamheden

Boringen 21 en 22

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen 17 en 18 is bovenin een ongeveer dertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder in boring 21 een tien centimeter dikke BC-horizont. Deze gaat op een halve meter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. In boring 17 gaat de bouwvoor direct over in de C-horizont.

Uit de aanwezigheid van een (restant van een) BC-horizont, blijkt dat hier voorafgaande aan de veenvorming voor bewoning geschikte omstandigheden hebben geheerst. Tevens blijkt uit de ligging van verploegde lagen direct tot op deze BC-horizont dat het deel van de bodem dat archeologische sporen kan bevatten, wordt aangeploegd. Doordat deze locatie ten tijde van het onderzoek uit grasland bestond, kon hierop geen oppervlaktekartering worden uitgevoerd.

Advies

Uit de aanwezigheid van een (restant van een) BC-horizont, blijkt dat hier voorafgaande aan de veenvorming voor bewoning geschikte omstandigheden hebben geheerst. Gezien de geringe verstoringsdiepte kunnen eventueel aanwezige archeologische sporen nog grotendeels bewaard zijn gebleven. Omdat hier geen oppervlaktekartering mogelijk was wordt voor deze locatie de uitvoering van een karterend booronderzoek aanbevolen.

2.2.7 Locatie OM1.7

Verrichte werkzaamheden

Boringen 23 en 24 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

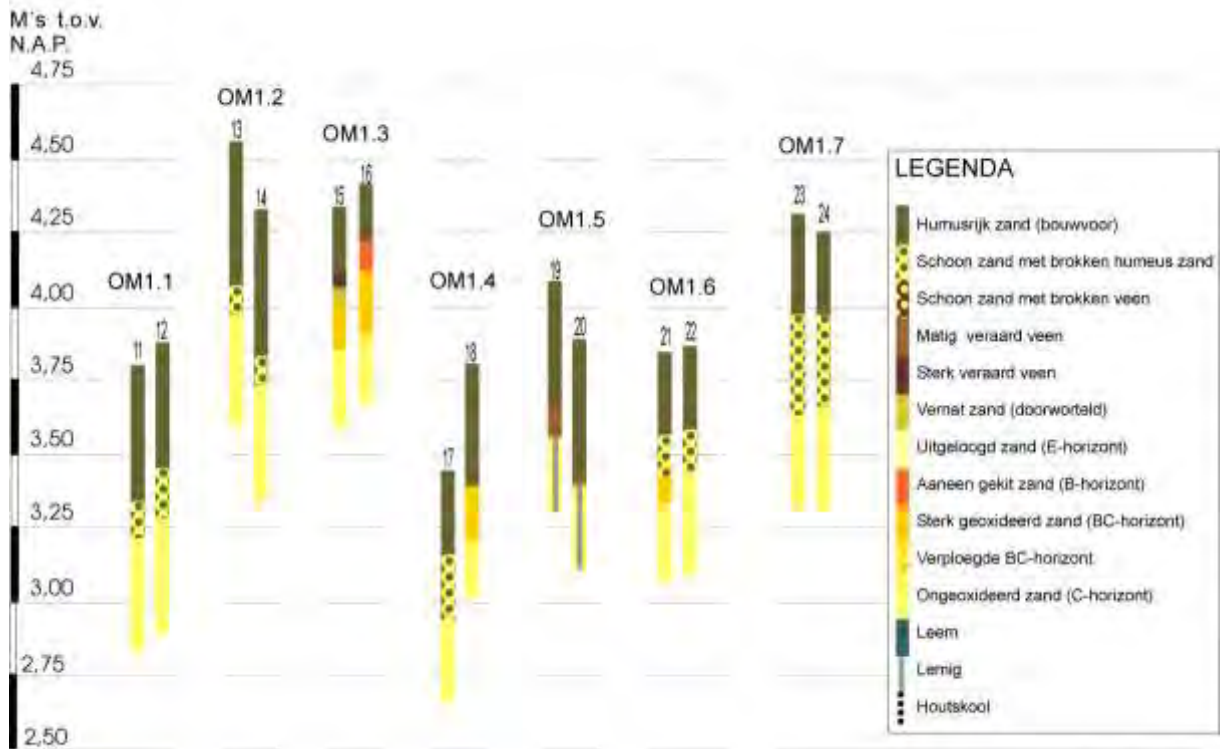
Bovenin de boringen is een 30 tot 35 centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Hieronder ligt een ruim dertig centimeter dik pakket dat bestaat uit schoon geel zand dat is vermengd met brokken humusrijk zand. Dit vergraven zandpakket gaat op een diepte van zestig tot zeventig centimeter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit een pas ingezaaide akker bestond waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

De tot grote diepte verstoorde bodem maakt het onwaarschijnlijk dat hier nog behoudenswaardige archeologische sporen aanwezig zullen zijn. Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering bovendien geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van dergelijke sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.



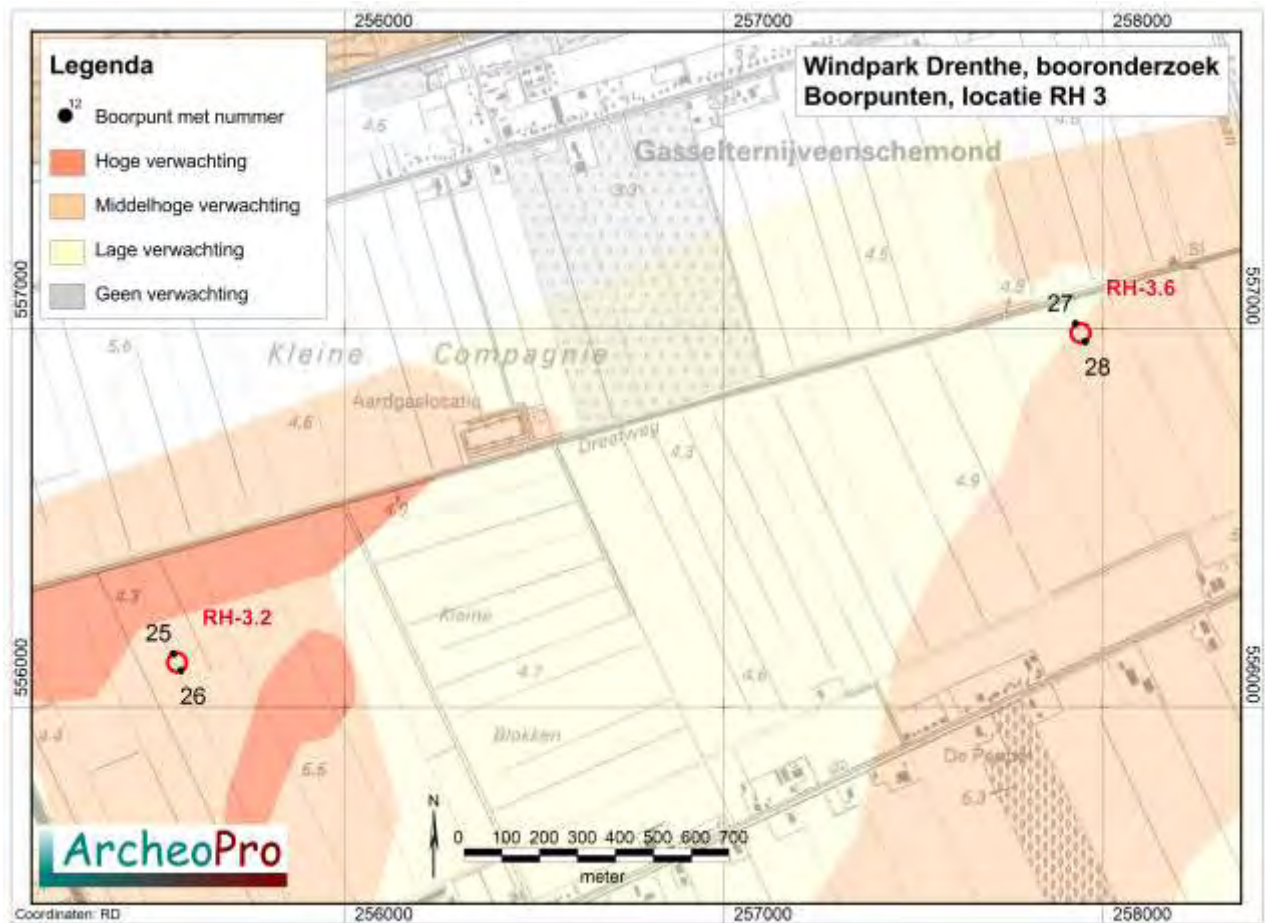
Figuur 9: De sterk verstoorde bodem op locatie OM 1.7.



Figuur 10: Boorprofielen OM1

2.3 Resultaten booronderzoek RH3

Onderzochte locaties: RH3.2 en RH3.6



Figuur 11: Boorpuntenkaart RH3

2.3.1. Locatie RH3.2

Verrichte werkzaamheden

Boringen 25 en 26

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen is een ongeveer veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder een 35 centimeter dik pakket met veenbrokken vermengd zand. Hieronder is vanaf ongeveer tachtig centimeter beneden het maaiveld, sterk lemig zand aanwezig.

Uit het ontbreken van sporen van podzolvorming, blijkt dat hier voorafgaande aan de veenvorming geen voor bewoning geschikte omstandigheden hebben geheerst. Dit hangt waarschijnlijk samen met de sterk lemige ondergrond die slecht waterdoorlatend is.

Ten tijde van het onderzoek bestond deze locatie uit een akker waarop slib van de nabijgelegen aardappelmeelfabriek was uitgespreid (zie figuur 12). Om deze reden is op deze locatie geen oppervlaktekartering uitgevoerd. Dit zou overigens gezien de diepe

verstoring van de bodem en de voor bewoning ongeschikte omstandigheden voorafgaande aan de veenvorming, weinig zin gehad hebben.

Advies

Gezien de diepe verstoring van de bodem en de voor bewoning ongeschikte omstandigheden voorafgaande aan de veenvorming, wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.



Figuur 12: Locatie RH3.2 met aan het maaiveld slib van de nabijgelegen aardappelmeelfabriek

2.3.2 Locatie RH3.6

Verrichte werkzaamheden

Boringen 27 en 28

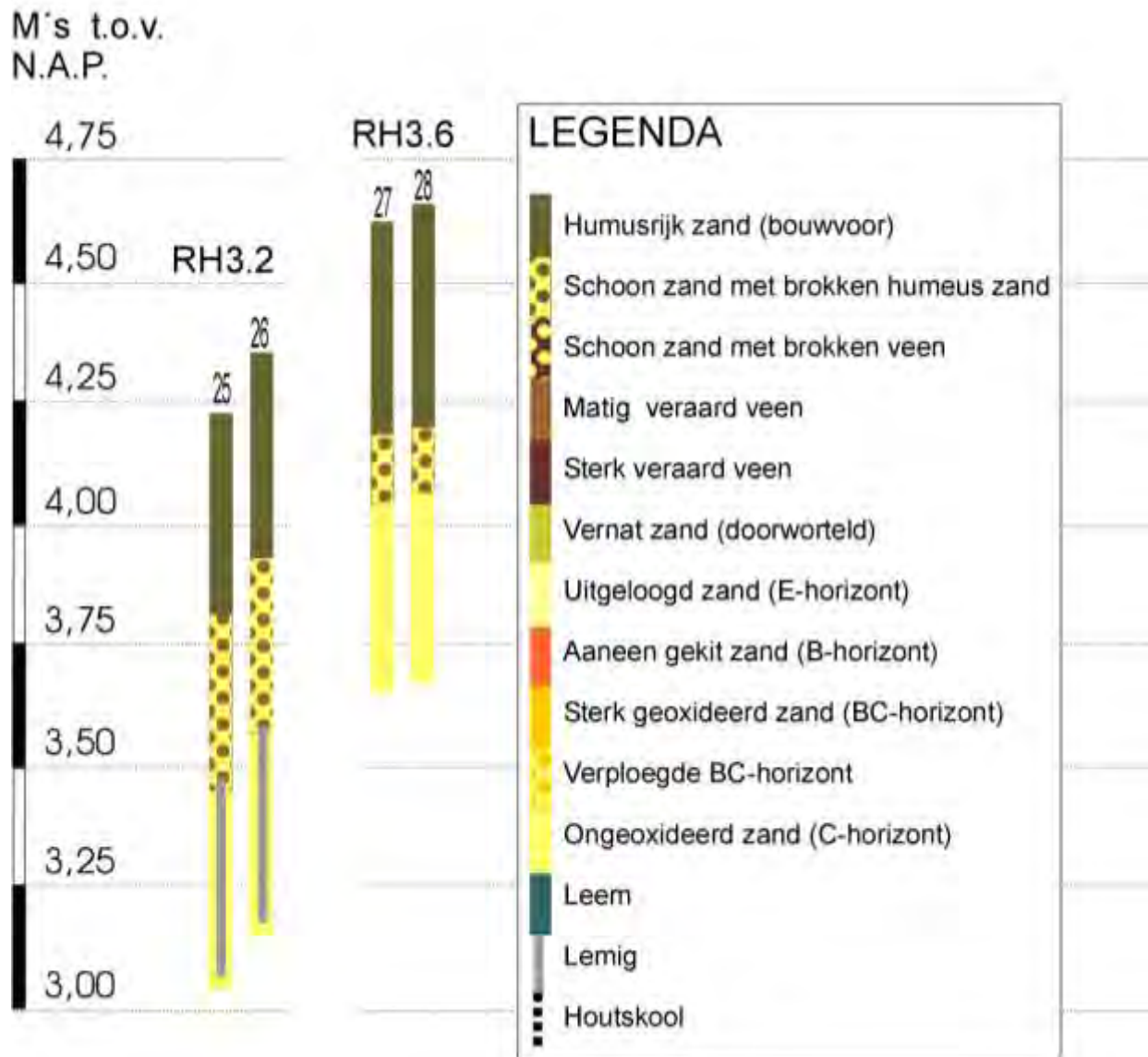
Resultaten veldwerk

Bovenin de beide boringen is een ruim veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder een ruim tien centimeter dik pakket van met veenbrokken vermengd zand. Hieronder is vanaf ongeveer zestig centimeter beneden het maaiveld, het schone gele zand van de C-horizont aangetroffen. Uit het ontbreken van sporen van podzolvorming, blijkt dat hier voorafgaande aan de veenvorming geen voor bewoning geschikte omstandigheden hebben geheerst.

Ten tijde van het onderzoek bestond deze locatie uit grasland zodat geen oppervlaktekartering kon worden uitgevoerd. Dit zou overigens gezien de voor bewoning ongeschikte omstandigheden voorafgaande aan de veenvorming, weinig zin gehad hebben.

Advies

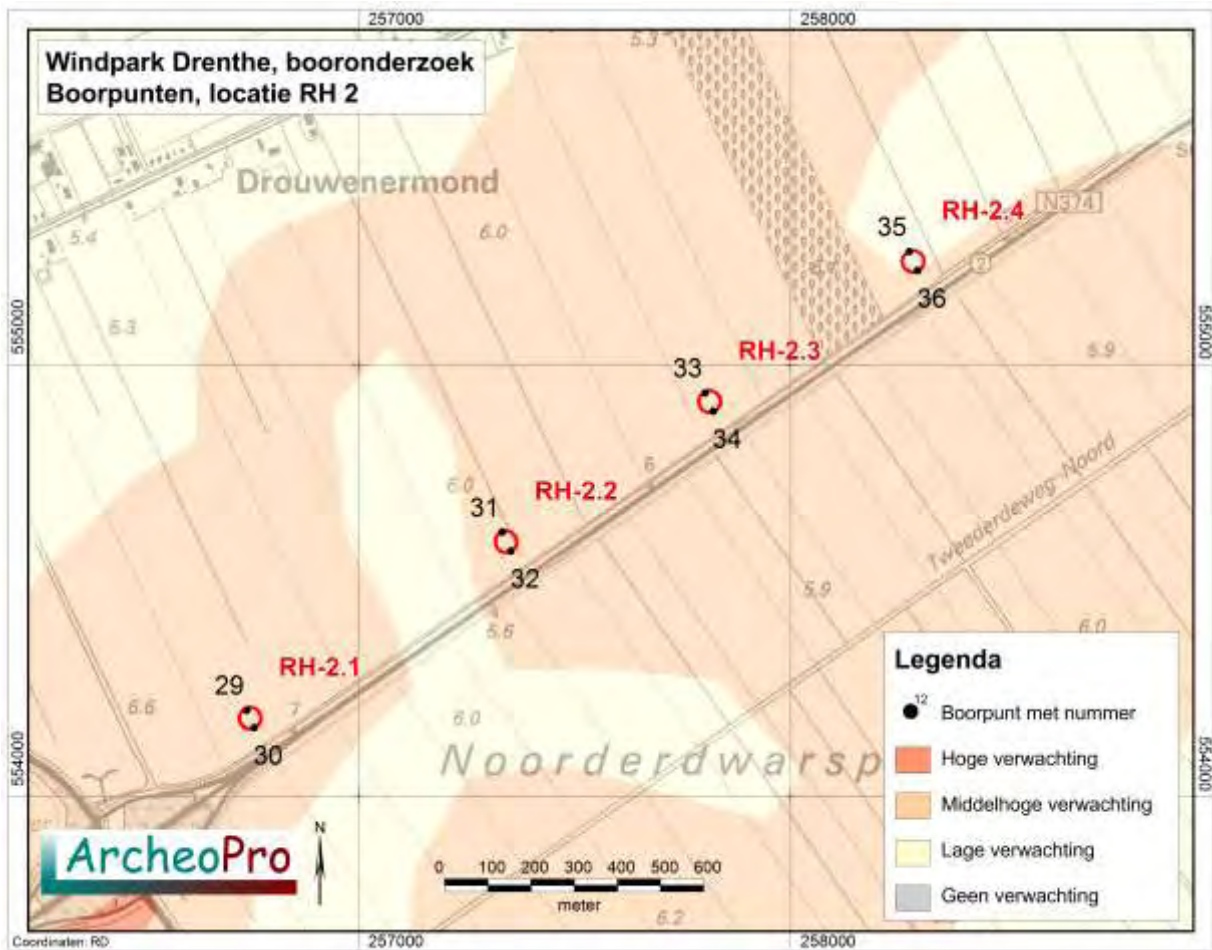
Gezien de voor bewoning ongeschikte omstandigheden voorafgaande aan de veenvorming, wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.



Figuur 13: Boorprofielen RH3

2.4 Resultaten booronderzoek RH2

Onderzochte locaties: RH2.1, RH2.2, RH2.3 en RH2.4



Figuur 14: Boorpuntenkaart RH2

2.4.1 Locatie RH2.1

Verrichte werkzaamheden

Boringen 29 en 30 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

Bovenin de boringen 29 en 30 is respectievelijk een 45 en 30 centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder een tien tot dertig centimeter dik pakket van met brokken door ijzeroxidatie aaneengekit zand vermengd schoon geel zand. Het betreft waarschijnlijk de verploegde resten van een BC-horizont. Hieronder is op ongeveer zestig centimeter beneden het maaiveld, het schone gele zand van de C-horizont aangetroffen. Uit de aanwezigheid van een verploegde BC-horizont blijkt dat hier voorafgaande aan de veenvorming voor bewoning geschikte omstandigheden zullen hebben geheerst. Tevens blijkt hieruit dat de bodembewerking tot in het potentiële sporenniveau reikt. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek op een nog onbegroeide akker lag waarop een goede

vondstzichtbaarheid heerste, is derhalve een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering bovendien geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van archeologische sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.



Figuur 15: De verploegde BC-horizont op locatie RH2.1

2.4.2 Locatie RH2.2

Verrichte werkzaamheden

Boringen 31 en 32 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

Bovenin de boringen 31 en 32 is respectievelijk een veertig en vijftig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder in boring 31 een ongeveer vijftien centimeter dik pakket van met brokken door ijzeroxidatie aaneengekit zand vermengd schoon geel zand. Het betreft waarschijnlijk de verploegde resten van een BC-horizont. Hieronder is op ongeveer zestig centimeter beneden het maaiveld, het schone gele zand van de C-horizont aangetroffen.

In boring 32 is tussen de bouwvoor en de C-horizont een 25 centimeter dik pakket met veenbrokken vermengd zand aangetroffen.

Uit de aanwezigheid van een verploegde BC-horizont in boring 31, blijkt dat hier voorafgaande aan de veenvorming voor bewoning geschikte omstandigheden zullen hebben geheerst. Tevens blijkt hieruit dat de bodembewerking tot in het potentiële sporenniveau reikt. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek op een nog onbegroeide akker lag waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is derhalve een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering bovendien geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van archeologische sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.

2.4.3. Locatie RH2.3

Verrichte werkzaamheden

Boringen 33 en 34 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

aangetroffen met daaronder in boring 34 een ruim veertig centimeter dik pakket van met brokken door ijzeroxidatie aaneengekit zand vermengd schoon geel zand. Het betreft waarschijnlijk de verploegde resten van een BC-horizont. Dit wordt bevestigd door de aanwezigheid hieronder van een tien centimeter dikke B-horizont. Hieronder is een op ongeveer zeventig centimeter beneden het maaiveld, het schone gele zand van de C-horizont aangetroffen.

In boring 33 is tussen de bouwvoor en de C-horizont een 25 centimeter dik pakket met veenbrokken vermengd zand aangetroffen.

Uit de aanwezigheid van een verploegde BC-horizont en een intacte B-horizont in boring 34, blijkt dat hier voorafgaande aan de veenvorming voor bewoning geschikte omstandigheden zullen hebben geheerst. Tevens blijkt uit de verploegde BC-horizont dat de bodembewerking tot in het potentiële sporenniveau reikt. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek op een nog onbegroeide akker lag waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is derhalve een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering bovendien geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van archeologische sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.

2.4.4. Locatie RH2.4

Verrichte werkzaamheden

Boringen 35 en 36 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

Bovenin de beide boringen is een ongeveer veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder een twintig tot dertig centimeter dik pakket van met veenbrokken vermengd zand. Hieronder is tussen zestig en zeventig centimeter beneden het maaiveld, het schone gele zand van de C-horizont aangetroffen. Uit het ontbreken van sporen van podzolvorming, blijkt dat hier voorafgaande aan de veenvorming geen voor bewoning geschikte omstandigheden zullen hebben geheerst.

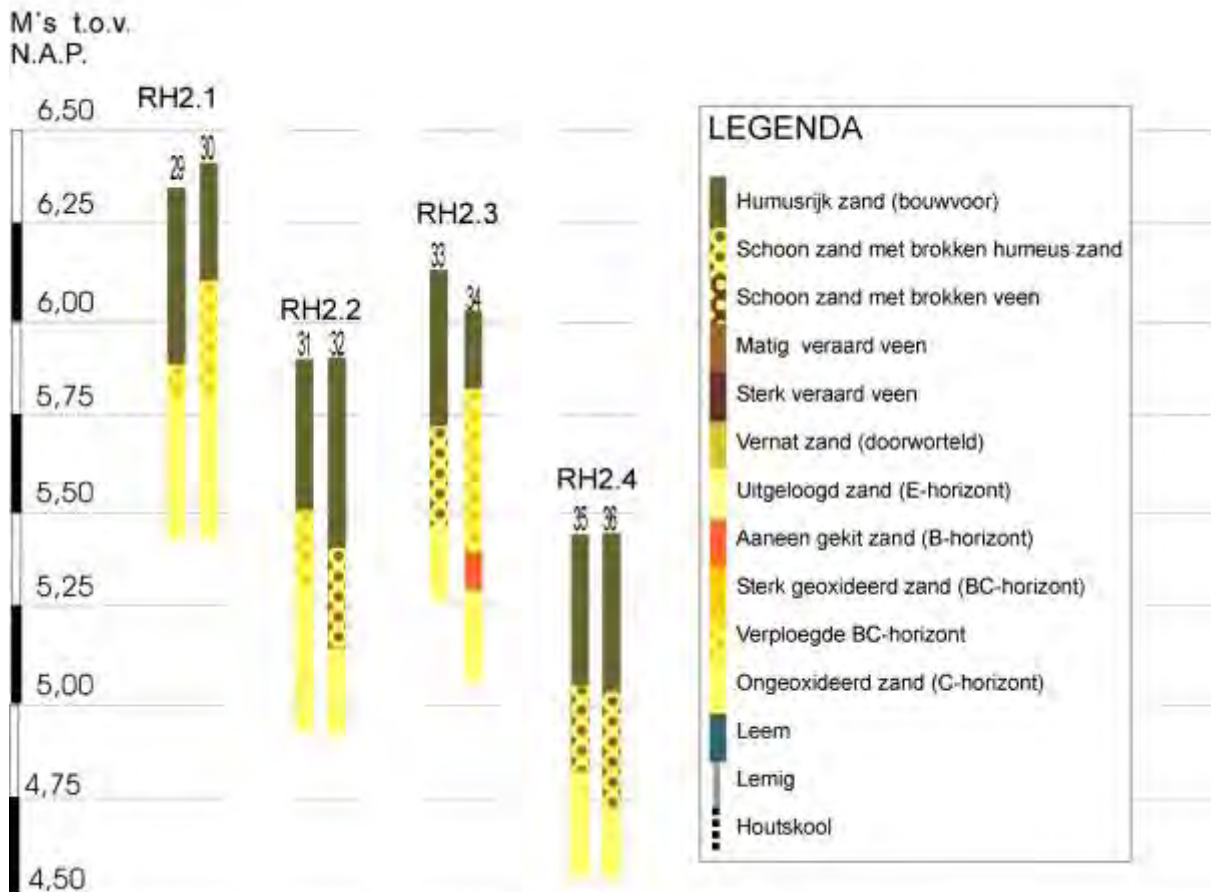
Ten tijde van het onderzoek bestond deze locatie uit een nog onbegroeide aardappelakker waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste. Om deze reden is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

De tot grote diepte verstoorte bodem maakt het onwaarschijnlijk dat hier nog behoudenswaardige archeologische sporen aanwezig zullen zijn. Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering bovendien geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van dergelijke sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.



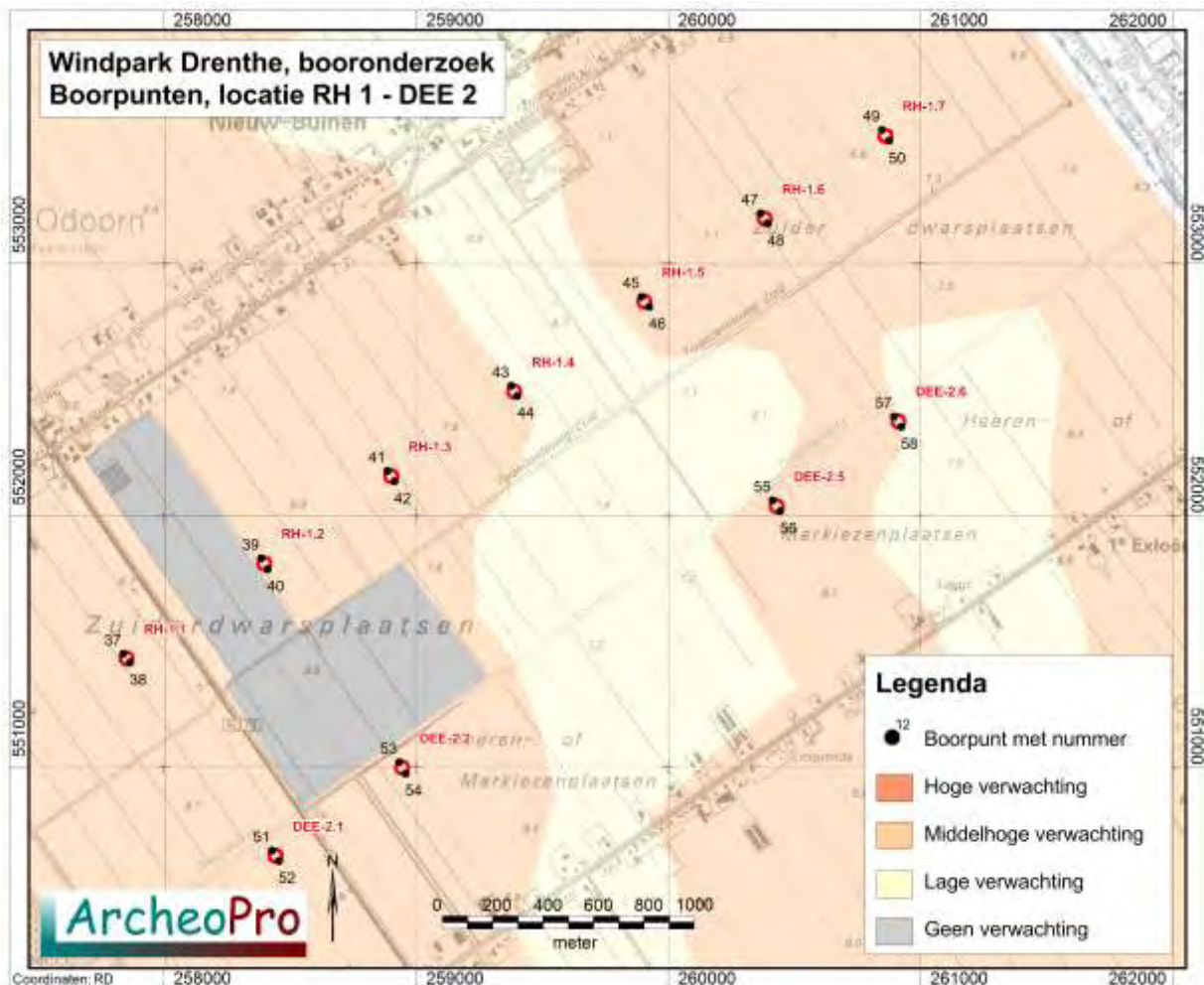
Figuur 16: De vondstzichtbaarheid op locatie RH2.4



Figuur 17: Boorprofielen RH2

2.5 Resultaten booronderzoek RH1

Onderzochte locaties: RH1.1, RH1.2, RH1.3, RH1.4, RH1.5, RH1.6 en RH1.7



Figuur 18: Boorpuntenkaart RH1 (en DEE2)

2.5.1. Locatie RH1.1

Verrichte werkzaamheden

Boringen 37 en 38 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

Bovenin de boringen 37 en 38 is respectievelijk een dertig tot veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder in boring 37 een twintig centimeter dik pakket van met brokken door ijzeroxidatie aaneengekit zand vermengd schoon geel zand. Het betreft waarschijnlijk de verploegde resten van een BC-horizont. Hieronder is een halve meter beneden het maaiveld, het schone gele zand van de C-horizont aangetroffen.

In boring 38 is tussen de bouwvoor en de C-horizont een 35 centimeter dik pakket met veenbrokken vermengd zand aangetroffen.

Uit de aanwezigheid van een verploegde BC-horizont in boring 37, blijkt dat hier voorafgaande aan de veenvorming voor bewoning geschikte omstandigheden zullen hebben

geheerst. Tevens blijkt uit de verploegde BC-horizont dat de bodembewerking tot in het potentiële sporenniveau reikt. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek op een nog onbegroeide akker lag waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is derhalve een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van archeologische sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.

2.5.2 Locatie RH1.2

Verrichte werkzaamheden

Boringen 39 en 40 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

Bovenin de boringen is een twintig tot ruim dertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Hieronder ligt in boring 39 een bijna een halve meter dik pakket dat bestaat uit schoon geel zand dat is vermengd met brokken humusrijk zand. Dit vergraven zandpakket gaat op een diepte van tachtig centimeter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. In boring 40 is al direct onder de bouwvoor het schone gele zand van de C-horizont aangetroffen. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit een pas ingezaaide akker bestond waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van archeologische sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.



Figuur 19: De vondstzichtbaarheid op locatie RH1.3

2.5.3 Locatie RH1.3

Verrichte werkzaamheden

Boringen 41 en 42 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

Bovenin de boringen is een ongeveer dertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Hieronder ligt een respectievelijk dertig tot vijftig centimeter dik pakket dat bestaat uit schoon geel zand dat is vermengd met brokken humusrijk zand. Dit vergraven zandpakket gaat op een diepte van respectievelijk ongeveer zestig en tachtig centimeter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit een pas ingezaaide akker bestond waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van archeologische sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen en in verband met de diepe bodemverstoring, wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.

2.5.4. Locatie RH1.4

Verrichte werkzaamheden

Boringen 43 en 44

Resultaten veldwerk

Bovenin de boringen is een dertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder in boring 43 een met brokken humusrijk zand vermengd pakket schoon geel zand. In boring 44 is op ongeveer gelijke diepte een pakket met veenbrokken vermengd schoon geel zand aangetroffen. Hieronder is in deze beide boringen vanaf een diepte van zeventig á tachtig centimeter beneden het maaiveld, het schone gele zand van de C-horizont aangetroffen.

In verband met het gebruik als grasland, was op deze locatie geen oppervlaktekartering mogelijk.

Advies

Ondanks het niet kunnen uitvoeren van een oppervlaktekartering bestaat door de diepe verstoring van de bodem geen aanleiding tot het adviseren van vervolgonderzoek.

2.5.5. Locatie RH1.5

Verrichte werkzaamheden

Boringen 45 en 46 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

Bovenin de boringen is een ruim veertig tot bijna vijftig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Deze gaat in beide boringen direct over in het schone gele zand van de C-horizont. Deze locatie maakte ten tijde van het veldonderzoek deel uit van een bollenveld met tussen de plantbedden een goede vondstzichtbaarheid (zie figuur 20). De uitvoering van een oppervlaktekartering heeft echter slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval terecht zullen zijn gekomen.

Advies

Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van archeologische sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.



Figuur 20: De vondstzichtbaarheid tussen de narcissen op locatie 1.5

2.5.6 Locatie RH1.6

Verrichte werkzaamheden

Boringen 47 en 48 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

Bovenin de boringen is een ongeveer dertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Hieronder ligt een ruim tien centimeter dik pakket dat bestaat uit schoon geel zand dat is vermengd met brokken humusrijk zand. Dit verploegde zandpakket gaat op een diepte van ongeveer veertig centimeter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit een pas ingezaaide akker bestond waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

Ondanks de goede vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van archeologische sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.

2.5.7 Locatie RH1.7

Verrichte werkzaamheden

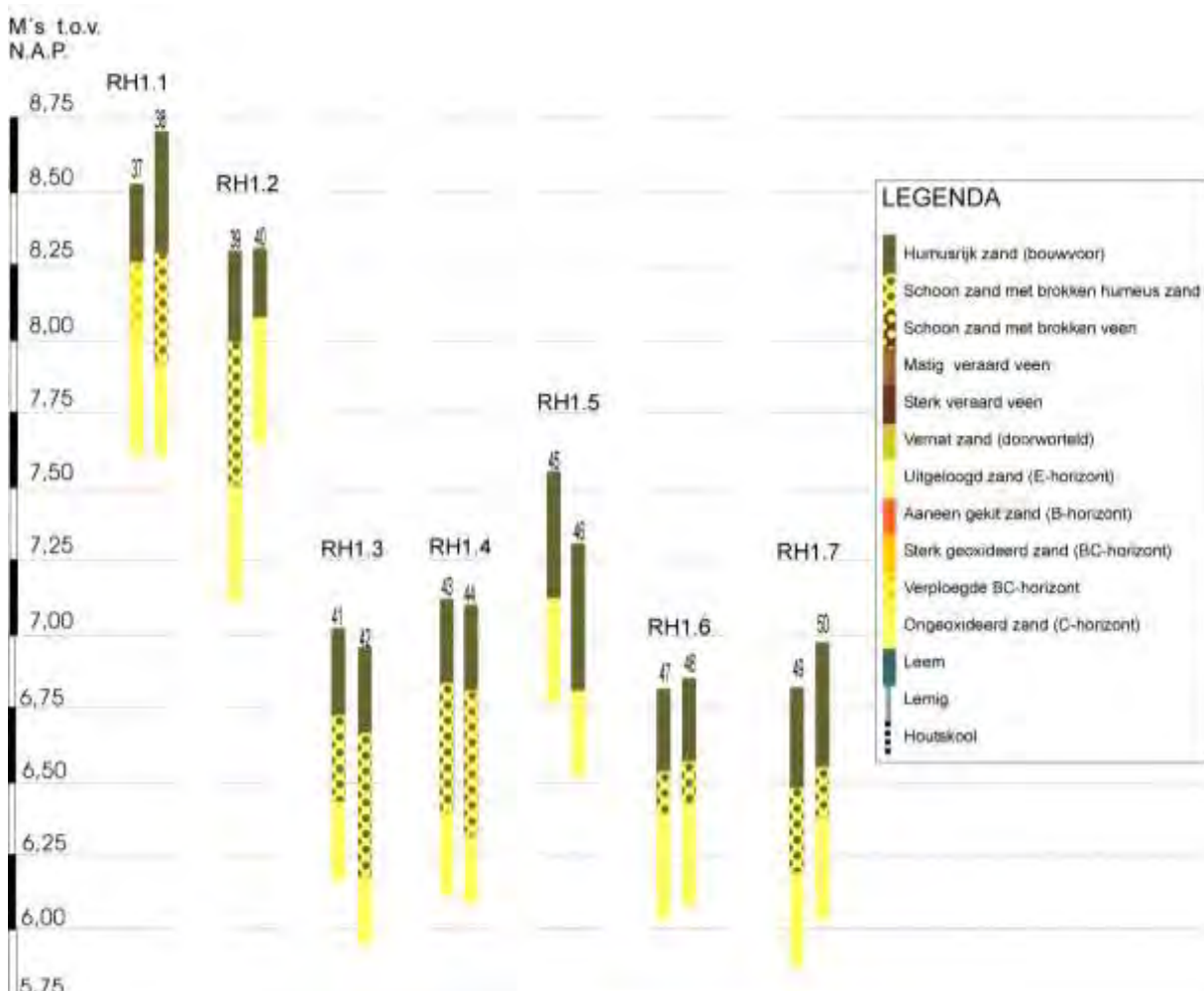
Boringen 49 en 50

Resultaten veldwerk

Bovenin de boringen is respectievelijk een 35 tot ruim veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Hieronder ligt een 25 en 15 centimeter dik pakket dat bestaat uit schoon geel zand dat is vermengd met brokken humusrijk zand. Dit vergraven zandpakket gaat op een diepte van ongeveer zestig centimeter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit grasland bestond kon hier geen oppervlaktekartering worden uitgevoerd.

Advies

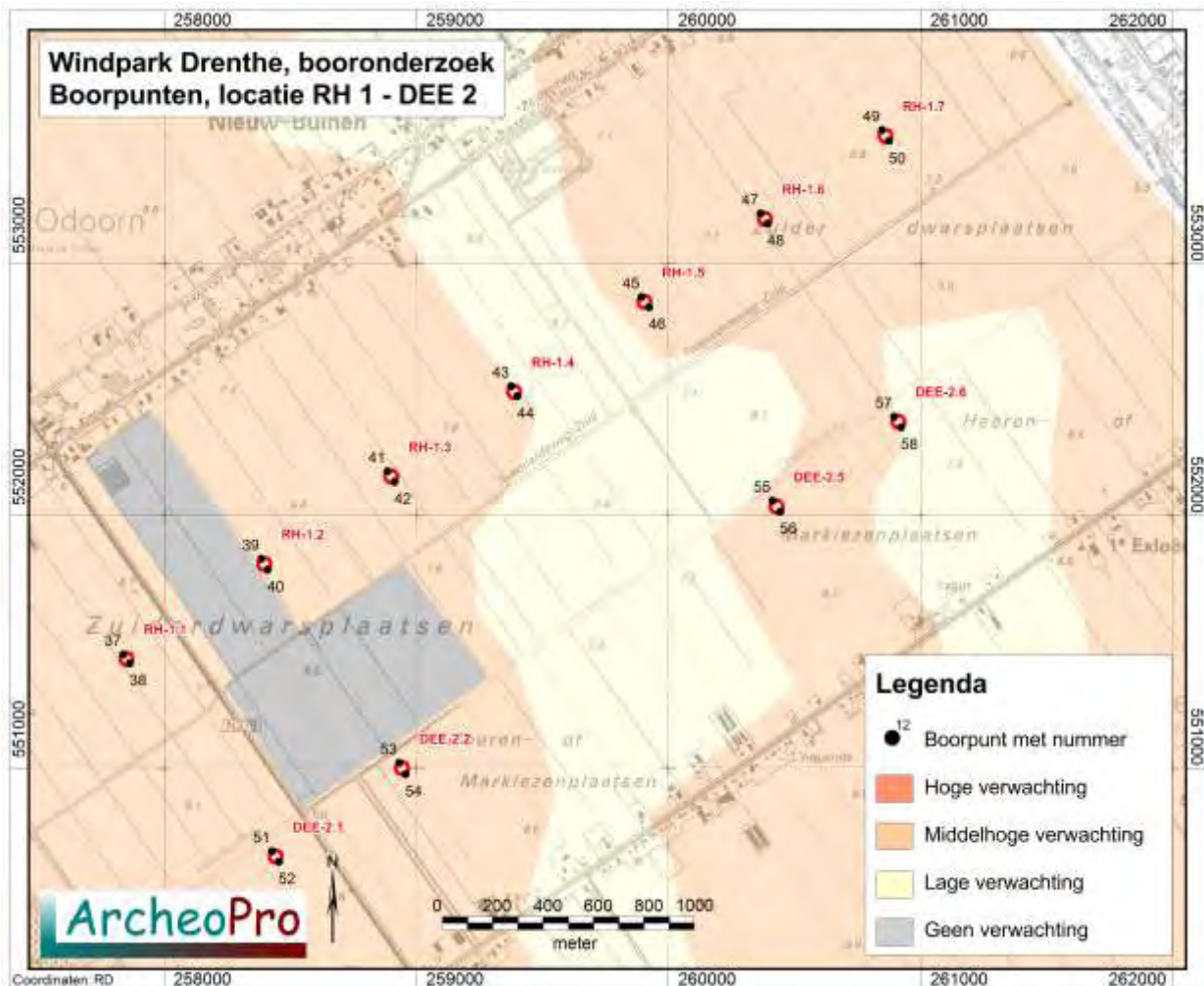
In verband met de bodemverstoring tot enkele decimeters in de C-horizont, wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.



Figuur 21: Boorprofielen RH1

2.6 Resultaten booronderzoek DEE2

Onderzochte locaties: DEE2.1, DEE2.2, DEE2.5 en DEE 2.6



Figuur 22: Boorpuntenkaart DEE2 (en RH1)

2.6.1 Locatie DEE2.1

Verrichte werkzaamheden

Boringen 51 en 52 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

Bovenin de boringen is een bijna veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder een ongeveer 25 centimeter dik pakket van met brokken door ijzeroxidatie aaneengekit zand vermengd schoon geel zand. Het betreft waarschijnlijk de verploegde resten van een BC-horizont. Hieronder is op ongeveer zestig centimeter beneden het maaiveld, het schone gele zand van de C-horizont aangetroffen. Uit de aanwezigheid van een verploegde BC-horizont blijkt dat hier voorafgaande aan de veenvorming voor bewoning geschikte omstandigheden zullen hebben geheerst. Tevens blijkt hieruit dat de bodembewerking tot in het potentiële sporenniveau reikt. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek op een nog onbegroeide akker lag waarop een goede

vondstzichtbaarheid heerste, is derhalve een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering bovendien geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van archeologische sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.

2.6.2 Locatie DEE2.2

Verrichte werkzaamheden

Boringen 53 en 54

Resultaten veldwerk

Bovenin de boringen is een veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder een eveneens ongeveer veertig centimeter dik pakket van met brokken humusrijk zand vermengd schoon geel zand. Dit vergraven zandpakket reikt tot ruim tachtig centimeter beneden het maaiveld. Doordat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek deel uitmaakte van grasland, kon hierop geen oppervlaktekartering worden uitgevoerd.

Advies

De diepe bodemverstoring (tot minmaal veertig centimeter diepte in de C-horizont) betekent dat hier nauwelijks nog behoudenswaardige archeologische sporen bewaard kunnen zijn gebleven. Om deze reden wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.

2.6.3 Locatie DEE2.5

Verrichte werkzaamheden

Boringen 55 en 56 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

Bovenin de boringen is een ruim veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Deze gaat in beide boringen direct over in het schone gele zand van de C-horizont. Deze locatie maakte ten tijde van het veldonderzoek deel uit van een akker met een goede vondstzichtbaarheid. Om deze reden is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft echter slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval terecht zullen zijn gekomen.

Advies

Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van archeologische sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.



Figuur 23: De vondstzichtbaarheid op locatie DEE 2.5

2.6.4 Locatie DEE2.6

Verrichte werkzaamheden

Boringen 57 en 58 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

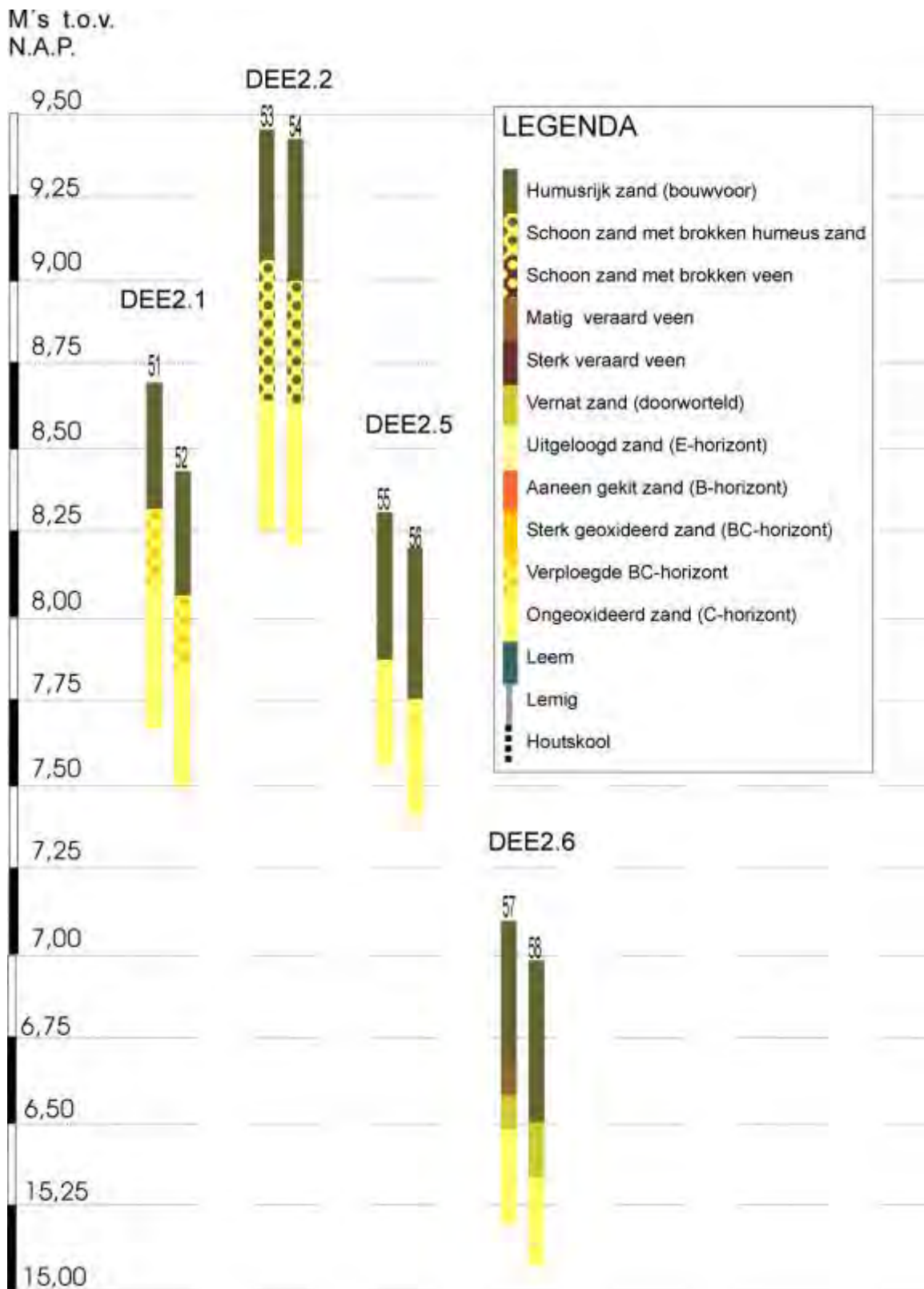
Bovenin de boringen is een ruim veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Deze gaat in beide boringen over in een pakket vernat zand dat is doorworteld in de beginfase van de veenvorming. Hieronder is vanaf ruim zestig centimeter beneden het maaiveld het schone gele zand van de C-horizont aangetroffen. De vernatte top van het dekzand met daaronder geen resten van podzolvorming, vormt een aanwijzing dat deze locatie nooit erg geschikt is geweest voor bewoning. De uitvoering van een oppervlaktetering was hier derhalve weinig zinvol en was bovendien onmogelijk door het gebruik als grasland.

Advies

In verband met de ongeschiktheid in het verleden voor bewoning, wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.



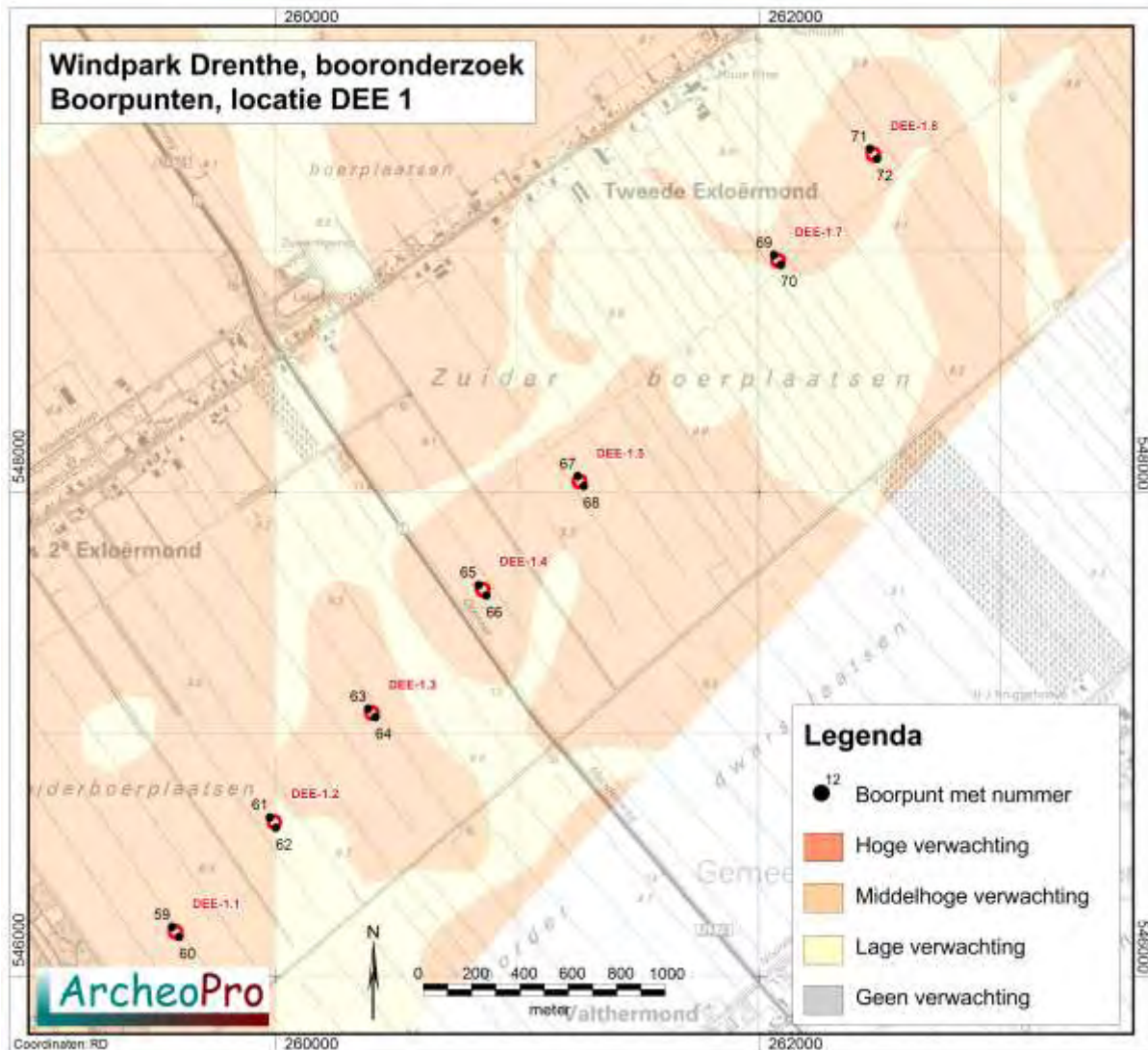
Figuur 24: Het op locatie DEE 2.6 in boring 57 aangetroffen veenlaagje (midden) met links daarvan de vernatte top van het dekzand



Figuur 25: Boorprofielen DEE2

2.7 Resultaten booronderzoek DEE1

Onderzochte locaties: DEE1.1, DEE1.2, DEE1.3, DEE1.4, DEE1.5, DEE1.7 en DEE 1.8



Figuur 26: Boorpuntenkaart DEE1

2.7.1 Locatie DEE1.1

Verrichte werkzaamheden

Boringen 59 en 60

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen 59 en 60 is een respectievelijk dertig en ruim veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder een ruim vijftien centimeter dik veenpakket. Hieronder is vanaf respectievelijk 45 en bijna zestig centimeter beneden het maaiveld, sterk het schone gele zand van de C-horizont aangetroffen. Sporen van podzolvorming, ontbreken volledig.

Uit het ontbreken van sporen van podzolvorming, blijkt dat hier voorafgaande aan de veenvorming geen voor bewoning geschikte omstandigheden hebben geheerst. Hoewel deze locatie ten tijde van het onderzoek uit een aardappelakker bestond met een goede vondstzichtbaarheid, is hier derhalve geen oppervlaktekartering uitgevoerd. Dit zou gezien de afdekking van de zandbodem met veen, geen zin gehad hebben.

Advies

Gezien de voor bewoning ongeschikte omstandigheden voorafgaande aan de veenvorming, wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.



Figuur 27: De vondstzichtbaarheid op locatie DEE1.1

2.7.2 Locatie DEE1.2

Verrichte werkzaamheden

Boringen 61 en 62 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen 61 en 62 is een bijna veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Hieronder ligt respectievelijk dertig en twintig centimeter dik pakket dat bestaat uit zand dat is vermengd met brokken veen. Dit vergraven zandpakket gaat op een diepte van respectievelijk zeventig en zestig centimeter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit een pas ingezaaide akker bestond waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is hier

een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

De tot grote diepte verstoorde bodem maakt het onwaarschijnlijk dat hier nog behoudenswaardige archeologische sporen aanwezig zullen zijn. Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering bovendien geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van dergelijke sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.

2.7.3 Locatie DEE1.3

Verrichte werkzaamheden

Boringen 63 en 64 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen 61 en 62 is een ruim veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Hieronder ligt respectievelijk een vijftien tot bijna dertig centimeter dik pakket dat bestaat uit zand dat is vermengd met brokken veen. Dit vergraven zandpakket gaat op een diepte van respectievelijk zestig en zeventig centimeter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit een nog nauwelijks begroeide akker bestond waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

De tot grote diepte verstoorde bodem maakt het onwaarschijnlijk dat hier nog behoudenswaardige archeologische sporen aanwezig zullen zijn. Ondanks de goede vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering bovendien geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van dergelijke sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.

2.7.4 Locatie DEE1.4

Verrichte werkzaamheden

Boringen 65 en 66 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen 61 en 62 is een ruim veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Hieronder ligt respectievelijk een vijf tot ruim tien centimeter dik pakket dat bestaat uit schoon geel zand dat is vermengd met brokken humusrijk zand. Deze verploegde laag gaat op een diepte van ruim een halve meter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit een nog onbegroeide akker bestond waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

Ondanks de goede vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van archeologische sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.

2.7.5 Locatie DEE1.5

Verrichte werkzaamheden

Boringen 67 en 68 en oppervlaktekartering

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen 67 en 68 is een respectievelijk ruim dertig en ruim veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Hieronder bestaat de bodem tot bijna zestig centimeter beneden het maaiveld uit zand dat is vermengd met brokken veen. Dit vergraven zandpakket gaat op een diepte van respectievelijk zestig en zeventig centimeter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. Omdat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit een nog onbegroeide akker bestond waarop een goede vondstzichtbaarheid heerste, is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Deze heeft slechts enkele vondsten uit de nieuwe tijd opgeleverd die hier door bemesting met stadsafval op terecht zullen zijn gekomen.

Advies

Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid heeft de uitgevoerde oppervlaktekartering bovendien geen archeologische indicatoren opgeleverd die op de aanwezigheid van dergelijke sporen zouden kunnen wijzen. Om deze redenen wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.

2.7.6 Locatie DEE1.7

Verrichte werkzaamheden

Boringen 69 en 70

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen 69 en 70 is respectievelijk een dertig tot veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Hieronder ligt in de beide boringen een ongeveer een halve meter dik pakket dat bestaat uit schoon geel zand dat is vermengd met brokken humusrijk zand. Deze vergraven zandlaag gaat op een diepte van respectievelijk 75 en 95 centimeter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont. Doordat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit grasland bestond kon hier geen oppervlaktekartering worden uitgevoerd. Hier bestond gezien de diepe verstoring van de bodem overigens ook nauwelijks aanleiding toe.

Advies

De tot grote diepte verstoorde bodem maakt het onwaarschijnlijk dat hier nog behoudenswaardige archeologische sporen aanwezig zullen zijn. Om deze reden wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.

2.7.7 Locatie DEE1.8

Verrichte werkzaamheden

Boringen 71 en 72

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen 71 en 72 is onder een respectievelijk een dertig en ruim veertig centimeter dikke bouwvoor een pakket met veenbrokken vermengd zand aangetroffen. Dit pakket loopt door tot een diepte van ongeveer zeventig centimeter beneden het maaiveld en gaat dan over in het schone gele zand van de C-horizont. Doordat deze locatie ten tijde van het veldonderzoek uit grasland bestond kon hier geen oppervlaktekartering worden uitgevoerd. Hier bestond gezien de diepe verstoring van de bodem overigens ook nauwelijks aanleiding toe.

Advies

De tot grote diepte verstoorde bodem maakt het onwaarschijnlijk dat hier nog behoudenswaardige archeologische sporen aanwezig zullen zijn. Om deze reden wordt voor deze locatie geen vervolgonderzoek aanbevolen.



Figuur 28: Boorprofielen DEE1

3 Conclusies en aanbevelingen (beleidsadvies)

Binnen het plangebied Drentse monden is door ArcheoPro op 36 toekomstige windmolenlocaties verkennend booronderzoek verricht. Op 26 locaties kon bovendien een oppervlaktekartering worden uitgevoerd. Op 25 van deze locaties zijn ondanks de goede vondstzichtbaarheid geen relevante archeologische indicatoren aangetroffen die archeologisch vervolgonderzoek zouden rechtvaardigen. Op elke gekarteerde locatie zijn slechts vondsten uit de nieuwe tijd aangetroffen waarvan op basis van de diversiteit en de dunne spreiding voor de hand ligt dat het om bemestingsvondsten gaat die met stadsafval zijn aangevoerd. Op de overige 10 locaties kon in verband met de aanwezige begroeiing geen oppervlaktekartering worden uitgevoerd. Hiervan was op 8 locaties de bodem te nat voor bewoning of ondertussen zodanig diep verstoord dat hierop geen behoudenswaardige archeologische sporen meer verwacht hoeven te worden.

Op één locatie (OM1.3) was de uitgevoerde oppervlaktekartering door de slechts matige vondstzichtbaarheid onvoldoende effectief. Omdat op deze locatie in de boringen een slechts ondiep verstoord en bovendien nog deels afgedekte podzolbodem is aangetroffen die in de prehistorie geschikt is geweest voor bewoning, wordt hierop karterend booronderzoek aanbevolen. Dergelijk onderzoek wordt om dezelfde reden aanbevolen op de locaties OM2.1 en OM 1.6. Op deze locaties bleken eveneens ondiep verstoord podzolbodems aanwezig te zijn en was door de aanwezige begroeiing ten tijde van het veldonderzoek, in het geheel geen oppervlaktekartering mogelijk.

De gegeven turbineposities kunnen in de praktijk nog maximaal 15 meter verschuiven in de twee richtingen langs de lijnen waarin de turbines zijn geplaatst. Dus de werkelijke positie van een turbine kan liggen op een lijn van 30 meter waarbij de huidige coördinaten het middelpunt van die lijn zijn. De conclusies van het onderhavige onderzoek wijzigen niet bij positiewijzigingen welke binnen deze bandbreedte vallen. Daarvoor zal geen aanvullend onderzoek vereist zijn.

In de onderstaande tabel is per locatie het uitgevoerde onderzoek en het hierop gebaseerde advies weergegeven:

LOCATIE	BORINGEN	BODEMOPBOUW	OPPERVLAKTE-KARTERING	RELEVANTE VONDSTEN	VERVOLG-ONDERZOEK
OM2.1	1 en 2	Ondiep verstoord podzolbodem	NEE	N.V.T.	JA
OM2.2	3 en 4	Diep verstoord bodem	JA	NEE	NEE
OM2.3	5 en 6	Diep verstoord bodem	JA	NEE	NEE
OM2.5	7 en 8	Beekafzettingen	JA	NEE	NEE
OM2.9	9 en 10	Ondiep verstoord podzolbodem	JA	NEE	NEE
OM1.1	11 en 12	Verstoord tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
OM1.2	13 en 14	Verstoord tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
OM1.3	15 en 16	Ondiep verstoord en deels afgedekte podzolbodem	ONVOLDOENDE	NEE	JA
OM1.4	17 en 18	Aangeploegd tot in podzolbodem	JA	NEE	NEE
OM1.5	19 en 20	In het verleden niet geschikt voor bewoning	NEE	N.V.T.	NEE
OM1.6	21 en 22	Ondiep verstoord met restanten podzolbodem	NEE	N.V.T.	JA
OM1.7	23 en 24	Aangeploegd tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
RH3.2	25 en 26	In het verleden niet voor bewoning geschikt	NEE	N.V.T.	NEE
RH3.6	27 en 28	In het verleden niet voor bewoning geschikt	NEE	N.V.T.	NEE
RH2.1	29 en 30	Verploegde podzolbodem	JA	NEE	NEE
RH2.2	31 en 32	Verploegde podzolbodem	JA	NEE	NEE
RH2.3	33 en 34	Verploegde podzolbodem	JA	NEE	NEE
RH2.4	35 en 36	Aangeploegd tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
RH1.1	37 en 38	Verploegde podzolbodem	JA	NEE	NEE
RH1.2	39 en 40	Aangeploegd tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
RH1.3	41 en 42	Aangeploegd tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
RH1.4	43 en 44	Diep verstoord bodem	NEE	N.V.T.	NEE
RH1.5	45 en 46	Aangeploegd tot in C-horizont	JA	NEE	NEE

RH1.6	47 en 48	Aangeploegd tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
RH1.7	49 en 50	Diep verstoorde bodem	NEE	N.V.T	NEE
DEE2.1	51 en 52	Verploegde podzobodem	JA	NEE	NEE
DEE2.2	53 en 54	Diep verstoorde bodem	NEE	N.VT	NEE
DEE2.5	55 en 56	Aangeploegd tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
DEE2.6	57 en 58	In het verleden niet voor bewoning geschikt	NEE	N.V.T	NEE
DEE1.1	59 en 60	In het verleden niet voor bewoning geschikt	NEE	NEE	NEE
DEE1.2	61 en 62	Verstoord tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
DEE1.3	63 en 64	Verstoord tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
DEE1.4	65 en 66	Verstoord tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
DEE1.5	67 en 68	Verstoord tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
DEE1.7	69 en 70	Verstoord tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
DEE1.8	71 en 72	Verstoord tot in C-horizont	JA	NEE	NEE

Verklarende woordenlijst

AHN Actueel Hoogtebestand Nederland.
AMK Archeologische Monumentenkaart.
ASB Archeologische Standaard Boorbeschrijving.
Archis Archeologisch Informatie Systeem.
BP: Before Present (present = 1950)
GIS Geografische InformatieSystemen.
GPS Global Positioning System.
IKAW Indicatieve kaart van archeologische waarden
IVO Inventariserend VeldOnderzoek.
KNA Kwaliteitsnorm Nederlandse Archeologie.
-mv Onder maaiveld.
NAP Normaal Amsterdams Peil
PVA Plan van Aanpak.
PVE Programma van Eisen.
RCE Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed.
SBB Standaard Boor Beschrijvingsmethode.
SCEZ Stichting Cultureel Erfgoed Zeeland.
SIKB: Stichting Infrastructuur Kwaliteitsborging Bodembeheer

Archeologische tijdschaal

Periode	Datering
Midden- en Laat Paleolithicum (oude steentijd)	250.000 - 9000
Mesolithicum (midden steentijd)	9000 - 4500
Neolithicum (nieuwe steentijd)	4500 - 2000
Bronstijd	2000 - 800
IJzertijd	800 - 12 v. chr.
Romeinse tijd	12 v chr. - 500 n. chr.
Vroege middeleeuwen	500 - 1000
Volle middeleeuwen	1000 - 1250
Late middeleeuwen	1250 - 1500
Nieuwe tijd	1500 - heden

Bronnen

Grote historische Provincie Atlas van Nederland; deel 3 Oost-Nederland 1838-1857 1:50.000. Topografische dienst Wolters Noordhoff Groningen 1990

Grote topografische atlas van Nederland 1:50.000 Deel 3 Oost-Nederland. Topografische dienst. Wolters Noordhoff Groningen 1997

Kadastrale minuut 1830 met aanwijzende tafels, (www.watwaswaar.nl)

Kadaster Topografische Dienst, Top25Raster, Top10Vector, GBKN kaarten, Emmen 2008

Luchtfoto, <http://maps.google.nl>

Provincie Gelderland Wateratlas <http://geodata2.prov.gelderland.nl//apps/wateratlas/>

Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed, IKAW 2 (Indicatieve kaart Archeologische Waarden), Amersfoort.

Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed, AMK (Archeologische monumentenkaart), Amersfoort.

Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed, ARCHIS II (Archeologisch Informatie Systeem), <http://archis2.archis.nl/>

Rijkswaterstaat, Servicedesk Data, AHN (Actueel Hoogtebestand Nederland), Delft.

Stichting voor Bodemkartering, Bodemkaart van Nederland 1:50.000. Wageningen, 1968.

Stichting voor Bodemkartering: Geomorfologische kaart van Nederland 1:50.000, Staring Centrum, Wageningen, 1989

Stichting voor Bodemkartering, Geologische kaart van Nederland 1:50.000. Wageningen, 1968.

Twaalf provinciën 2007. Atlas van topografische kaarten. Nederland 1955-1965. Uitgeverij twaalf provinciën. Landsmeer.

Literatuur

Cate, J. A. M. ten. A. F. van Holst, H. Kleijer en J. Stolp, 1995. Handleiding bodemgeografisch onderzoek; richtlijnen en voorschriften. Deel A: Bodem. Wageningen, DLO-Staring Centrum. Technisch Document 19A.

Cohen, K.M. & E. Stouthamer, 2012. Beknopte toelichting bij het digitaal basisbestand paleogeografie van de Rijn-Maas Delta, Utrecht, 2012.

Es. Van W.A., Sarfatij, H. & P.J. Woltering (red.) 1988. Archeologie in Nederland; De rijkdom van het bodemarchief. Rijksdienst voor het Oudheidkundig Bodemonderzoek. Amersfoort.

Kuiper, M. 2006/2007. Atlas van topografische kaarten Nederland, 1955-1965. Uitgeverij 12 Provinciën, Landsmeer.

Leidraad inventariserend veldonderzoek; Deel: karterend booronderzoek (SIKB, 2006)

Bijlage 1: Boorbeschrijving

Algemene kopgegevens	
Soort boring	BAR
Projectnummer	15-049
Projectnaam	Windpark Drenthe
Deelgebied	Nvt
Organisatie	ArcheoPro
OM-nummer	66744/745/746
coördinaatsysteem	RD2000
Coördinaatsysteemdatum	ETRS89
Locatiebepaling	GPS en meetlint
Referentievlak	NAP
Bepaling maaiveldhoogte	AHN - Waterpas
Boormethode	Guts en edelman
Boordiameter	3 cm en 15 cm
Opdrachtgever	Pondera

Posities van de boringen (boorlocaties)			
Boornummer	XCO	YCO	MA, M's tov NAP
1	255777.0	559808.4	3.63
2	255793.6	559765.8	3.70
3	255378.5	560142.4	3.45
4	255424.9	560165.2	3.60
5	255006.6	560492.1	3.16
6	255049.2	560515.7	3.26
7	254259.9	561192.4	3.31
8	254300.1	561223.9	3.35
9	252803.8	562565.3	3.18
10	252842.8	562593.0	3.36
11	253201.1	557612.7	3.80
12	253248.7	557628.1	3.89
13	253774.1	557812.5	4.55
14	253818.7	557832.4	4.33
15	254359.5	558015.3	4.35
16	254402.5	558032.2	4.43
17	254947.9	558253.4	3.45
18	254966.4	558205.7	3.80
19	255567.1	558465.4	4.09
20	255587.1	558417.8	3.52
21	256312.3	558726.6	3.83
22	256329.2	558682.0	3.86
23	256890.0	558903.3	4.31
24	256934.6	558921.7	4.25
25	255550.5	556139.4	4.24
26	255568.6	556094.0	4.34
27	257929.5	557010.8	4.59
28	257954.0	556963.6	4.65
29	256742.3	554198.1	6.34
30	256759.2	554157.6	6.42
31	257333.4	554610.2	5.90
32	257353.6	554566.3	5.93
33	257802.8	554932.7	6.14
34	257821.4	554890.5	6.01
35	258275.7	555260.3	5.46
36	258294.3	555216.4	5.47
37	257838.3	551448.1	8.51
38	257865.3	551412.6	8.70
39	258385.5	551826.3	8.30
40	258410.8	551784.1	8.31
41	258887.0	552174.2	7.03
42	258915.7	552132.0	6.97

Posities van de boringen (boorlocaties)			
Boornummer	XCO	YCO	MA, M's tov NAP
43	259376.7	552512.0	7.12
44	259402.0	552471.5	7.09
45	259893.4	552864.9	7.55
46	259923.8	552824.4	7.29
47	260366.3	553195.9	6.79
48	260395.0	553155.3	6.86
49	260847.6	553526.9	6.81
50	260876.3	553482.9	6.98
51	258429.3	550667.9	8.65
52	258456.3	550625.7	8.42
53	258932.6	551017.5	9.43
54	258957.9	550973.6	9.39
55	260413.6	552057.7	8.29
56	260444.0	552013.8	8.20
57	260894.9	552390.4	7.09
58	260923.6	552348.1	6.98
59	259574.2	546201.2	9.25
60	259604.4	546160.8	9.26
61	259979.0	546654.7	9.27
62	260004.2	546611.0	9.26
63	260385.5	547103.1	9.20
64	260415.7	547069.5	9.24
65	260840.7	547615.4	9.15
66	260874.2	547571.8	9.18
67	261252.2	548065.6	9.03
68	261275.7	548025.3	9.02
69	262063.5	548979.3	8.63
70	262092.0	548939.0	8.66
71	262458.2	549417.7	8.58
72	262488.4	549377.4	8.77

Boorbeschrijving volgens ASB 5.2																			
Boor Nr	LDO	Lithologie						Kleur				Overige kenmerken							AIS
		GD	BK	BS	BZ	BV	BH	HK	TK	IK	VLK	CO	PLH	VS	SS T	BHN	BI	GI	
1	30	Z					3	BR										BOV	
	42	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	80	Z		1				GE									BHC		DEZ
2	22	Z					3	BR										BOV	
	44	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	80	Z		1				GE									BHC		DEZ
3	43	Z					3	BR										BOV	
	92	Z				1		GE	BR		BR		2					VRG	
	120	Z		1				GE									BHC		DEZ
4	45	Z					3	BR										BOV	
	90	Z				1		GE	BR		BR		2					VRG	
	120	Z		1				GE									BHC		DEZ
5	44	Z					3	BR										BOV	
	70	Z				1		GE	BR		BR		2					VRG	
	100	Z		1				GE									BHC		DEZ
6	40	Z					3	BR										BOV	
	72	Z				1		GE	BR		BR		2					VRG	
	100	Z		1				GE									BHC		DEZ
7	41	Z					3	BR										BOV	
	68	Z		3				GE	GR										Beek
	120	Z				2		GE	BR						VL				Beek
	150	Z		1				GE									BHC		DEZ
8	40	Z					3	BR										BOV	
	80	Z		1				GE									BHC		DEZ
9	34	Z					3	BR										BOV	
	40	Z				1		GE	BR		BR		2					VRG	
	45	Z					1	GE	BR	LI			DW						

	57	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
10	40	Z				3	BR								BOV			
	55	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
11	45	Z				3	BR								BOV			
	58	Z				1	GE	BR		BR					VRG			
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
12	43	Z				3	BR								BOV			
	60	Z				1	GE	BR		BR					VRG			
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
13	48	Z				3	BR								BOV			
	57	Z				1	GE	BR		BR					VRG			
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
14	50	Z				3	BR								BOV			
	58	Z				1	GE	BR		BR					VRG			
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
15	20	Z				3	BR								BOV			
	25	V					BR	ZW		DO								
	36	Z				1	GE	BR		LI			DW					
	45	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
16	20	Z				3	BR								BOV			
	28	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	50	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	75	Z		1			GE								BHC		DEZ	
17	30	Z				3	BR								BOV			
	50	Z				1	GE	BR		BR					VRG			
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
18	42	Z				3	BR								BOV			
	58	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
19	43	Z				3	BR								BOV			
	52	V					BR	RO										
	80	Z		3			GR								BHC		DEZ	
20	45	Z				3	BR								BOV			
	48	V					BR	RO										
	80	Z		3			GR								BHC		DEZ	
21	30	Z				3	BR								BOV			
	40	Z				1	GE	BR		BR					VRG			
	50	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
22	30	Z				3	BR								BOV			
	42	Z				1	GE	BR		BR					VRG			
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
23	35	Z				3	BR								BOV			
	68	Z				1	GE	BR		BR					VRG			
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
24	30	Z				3	BR								BOV			
	62	Z				1	GE	BR		BR					VRG			
	95	Z		1			GE								BHC		DEZ	
25	42	Z				3	BR								BOV			
	80	Z			1		GE	BR		BR		2			VRG			
	120	Z		3			GR								BHC		DEZ	
26	45	Z				3	BR								BOV			
	81	Z			1		GE	BR		BR		2			VRG			
	120	Z		3			GR								BHC		DEZ	
27	45	Z				3	BR								BOV			
	58	Z			1		GE	BR		BR		2			VRG			
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
28	47	Z				3	BR								BOV			
	60	Z			1		GE	BR		BR		2			VRG			
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
29	45	Z				3	BR								BOV			
	55	Z			1		GE	OR		OR					BHBC		VRG	
	90	Z		1			GE								BHC		DEZ	
30	33	Z				3	BR								BOV			
	60	Z			1		GE	OR		OR					BHBC		VRG	
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
31	40	Z				3	BR								BOV			

	47	Z			1		GE	OR		OR					BHBC	VRG		
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
32	48	Z				3	BR									BOV		
	75	Z			1		GE	BR		BR		2				VRG		
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
33	40	Z				3	BR									BOV		
	65	Z			1		GE	BR		BR		2				VRG		
	85	Z		1			GE								BHC		DEZ	
34	40	Z				3	BR									BOV		
	63	Z			1		GE	OR		OR					BHBC	VRG		
	73	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	95	Z		1			GE								BHC		DEZ	
35	38	Z				3	BR									BOV		
	60	Z			1		GE	BR		BR		2				VRG		
	85	Z		1			GE								BHC		DEZ	
36	40	Z				3	BR									BOV		
	70	Z			1		GE	BR		BR		2				VRG		
	90	Z		1			GE								BHC		DEZ	
37	30	Z				3	BR									BOV		
	50	Z			1		GE	OR		OR					BHBC	VRG		
	90	Z		1			GE								BHC		DEZ	
38	42	Z				3	BR									BOV		
	80	Z			1		GE	BR		BR		2				VRG		
	110	Z		1			GE								BHC		DEZ	
39	32	Z				3	BR									BOV		
	80	Z				1	GE	BR		BR						VRG		
	120	Z		1			GE								BHC		DEZ	
40	20	Z				3	BR									BOV		
	65	Z		1			GE								BHC		DEZ	
41	30	Z				3	BR									BOV		
	58	Z				1	GE	BR		BR						VRG		
	85	Z		1			GE								BHC		DEZ	
42	30	Z				3	BR									BOV		
	78	Z				1	GE	BR		BR						VRG		
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
43	30	Z				3	BR									BOV		
	70	Z				1	GE	BR		BR						VRG		
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
44	28	Z				3	BR									BOV		
	77	Z			1		GE	BR		BR		2				VRG		
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
45	42	Z				3	BR									BOV		
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
46	47	Z				3	BR									BOV		
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
47	30	Z				3	BR									BOV		
	40	Z				1	GE	BR		BR						VRG		
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
48	30	Z				3	BR									BOV		
	40	Z				1	GE	BR		BR						VRG		
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
49	35	Z				3	BR									BOV		
	63	Z				1	GE	BR		BR						VRG		
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
50	44	Z				3	BR									BOV		
	60	Z				1	GE	BR		BR						VRG		
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
51	37	Z				3	BR									BOV		
	60	Z			1		GE	OR		OR					BHBC	VRG		
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
52	35	Z				3	BR									BOV		
	60	Z			1		GE	OR		OR					BHBC	VRG		
	90	Z		1			GE								BHC		DEZ	
53	38	Z				3	BR									BOV		
	70	Z				1	GE	BR		BR						VRG		
	120	Z		1			GE								BHC		DEZ	
54	40	Z				3	BR									BOV		
	80	Z				1	GE	BR		BR						VRG		
	120	Z		1			GE								BHC		DEZ	
55	43	Z				3	BR									BOV		

	75	Z		1			GE								BHC		DEZ	
56	45	Z				3	BR									BOV		
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
57	43	Z				3	BR									BOV		
	60	Z				1	GE	BR	LI			DW						
	90	Z		1			GE								BHC		DEZ	
58	45	Z				3	BR									BOV		
	57	V					BR	ZW	DO									
	63	Z				1	GE	BR	LI			DW						
	90	Z		1			GE								BHC		DEZ	
59	30	Z				3	BR									BOV		
	44	V					BR	ZW	DO									
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
60	42	Z				3	BR									BOV		
	57	V					BR	ZW	DO									
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
61	38	Z				3	BR									BOV		
	70	Z				1	GE	BR		BR		2				VRG		
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
62	36	Z				3	BR									BOV		
	60	Z				1	GE	BR		BR		2				VRG		
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
63	43	Z				3	BR									BOV		
	56	Z				1	GE	BR		BR		2				VRG		
	85	Z		1			GE								BHC		DEZ	
64	44	Z				3	BR									BOV		
	70	Z				1	GE	BR		BR		2				VRG		
	95	Z		1			GE								BHC		DEZ	
65	43	Z				3	BR									BOV		
	52	Z				1	GE	BR		BR						VRG		
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
66	40	Z				3	BR									BOV		
	57	Z				1	GE	BR		BR						VRG		
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
67	35	Z				3	BR									BOV		
	55	Z				1	GE	BR		BR		2				VRG		
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
68	43	Z				3	BR									BOV		
	57	Z				1	GE	BR		BR		2				VRG		
	80	Z		1			GE								BHC		DEZ	
69	30	Z				3	BR									BOV		
	70	Z				1	GE	BR		BR						VRG		
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	
70	38	Z				3	BR									BOV		
	95	Z				1	GE	BR		BR						VRG		
	125	Z		1			GE								BHC		DEZ	
71	32	Z				3	BR									BOV		
	60	Z				1	GE	BR		BR		2				VRG		
	90	Z		1			GE								BHC		DEZ	
72	43	Z				3	BR									BOV		
	68	Z				1	GE	BR		BR		2				VRG		
	100	Z		1			GE								BHC		DEZ	

Betekenis van de afkortingen:

LDO – Onderzijde boortraject

Lithologie:

GD – Onverharde sedimenten: G = grind, K = klei, L = leem, V = veen en Z = zand

Bijmengsels: BK = bijmengsel klei, BS = bijmengsel silt, BZ = bijmengsel zand, BG = bijmengsel grind, BH = bijmengsel humus. Betekenis toegevoegde cijfers: 1 = zwak, 2 = matig, 3 = sterk en 4 = uiterst.

Kleur:

HK = hoofdkleur, BL = blauw, BR = bruin, GE = geel, GN = groen, GR = grijs, OL = olijf, OR = oranje, PA = paars, RO = rood, RZ = roze, WI = wit, ZW = zwart.

TK = Tweede kleur (kleurafkortingen als boven).

IK = Intensiteit kleur: LI = licht en DO = donker

VLK = Vlekken (V): 2^e en 3^e letter is kleurafkorting als boven, 1 = weinig, 2 = matig, 3 = veel

Overige kenmerken:

CO = Consistentie (C): ZSL=zeer slap, SLA=slap, MSL=matig slap, MST=matig stevig, STV=stevig

PLH = plantenresten (PL0 = geen, PL1 = spoor, PL2 = weinig, PL3 = veel), DW = doorworteld

VS = veensoorten

SST = Sedimentaire structuren; VL = veenlaagjes

BHN = Bodemhorizont; BHB = B-horizont, BHBC = BC-horizont, BHC = C-horizont

BI = Bodemkundige interpretaties; BOV = bouwvoor, VRG = vergraven, OPG = opgebracht

GI = Geologische interpretaties; DEZ = dekzand, Beek = beekafzettingen

AIS = Archeologische indicatoren

BIJLAGE 21B



**ArcheoPro Archeologisch rapport
Nr 15056**

**Windpark De Drentse Monden - Oostermoer
Gemeenten Aa en Hunze en Borger-Odoorn
Karterend booronderzoek locaties:
OM2.1, OM 1.3 en OM 1.6**




Richard Exaltus
Joep Orbons

Augustus 2015

ArcheoPro

ArcheoPro Archeologisch rapport Nr 15024

Windpark De Drentse Monden - Oostermoer Gemeenten Aa en Hunze en Borger-Odoorn Verkennend booronderzoek en deels oppervlaktekartering

Colofon	
Opdrachtgever:	Pondera Consult
Status:	Versie 20-08-2015
Projectcode :	15-109
Bestandsnaam :	ArcheoPro, Windpark Drenthe, 2015 08 20
Archis melding (OM nummer):	66744/745/746
Bevoegd gezag:	Gemeente Aa en Hunze en Borger-Odoorn
Opslagplaats documentatie:	Provincie Drenthe
ISSN:	1569-7363
Auteur:	Richard Exaltus, Joep Orbons
Projectleider:	Richard Exaltus
Projectmedewerkers:	Richard Exaltus, Joep Orbons, Hon Rik
Onderaannemers :	nvt
Autorisatie:	Drs. R.P. Exaltus; senior-archeoloog
	
Uitgegeven door ArcheoPro © Copyright 2015 ArcheoPro, Eijsden	
ArcheoPro Sint Jozefstraat 45 NL 6245 LL Eijsden Nederland	Tel : 0(0 31) 43 3672586 www.archeopro.nl
Kamer van Koophandel Limburg: 14117581 e-mail: info@archeopro.nl	

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave.....	3
Samenvatting.....	4
1. Inleiding.....	5
1.1 Algemeen	5
1.2 Locatiegegevens.....	5
1.3 Aard van de ingreep	5
1.4 Onderzoek	6
1.5 Onderzoeksstrategie	7
2 Resultaten veldonderzoek.....	9
2.1 Locatie OM2.1	9
2.2 Locatie OM1.3	10
2.3 Locatie OM1.6	11
3 Conclusies en aanbevelingen (beleidsadvies)	14
Verklarende woordenlijst.....	15
Archeologische tijdschaal	15
Bronnen	16
Literatuur	17
Bijlage 1: Boorbeschrijving.....	18
Betekenis van de afkortingen:	20

Samenvatting

In april en mei 2015 is door ArcheoPro een Inventariserend Veldonderzoek Overig (IVO-O) uitgevoerd op 36 geplande windmolenlocaties in de gemeenten Aa en Hunze en Borger-Odoorn. Deze windmolenlocaties maken deel uit van het geplande windpark, Drentse monden - Oostermoer

Het archeologisch onderzoek betrof een Inventariserend Veldonderzoek Overig (IVO-O) verkennende fase. Het bureauonderzoek was reeds eerder door ArcheoPro uitgevoerd (Exaltus en Orbons 2014; ArcheoPro-rapport 13080). Op basis van de resultaten hiervan is geconcludeerd dat op alle locaties die liggen in een zone met een middelhoge- of een hoge archeologische verwachting, in eerste instantie een verkennend booronderzoek dient te worden uitgevoerd. Dit verkennend onderzoek is uitgevoerd in het voorjaar van 2015. In tabel 1 staan alle locaties opgesomd waarop verkennend booronderzoek is verricht. Op 33 van deze 36 locaties gaf het verkennende onderzoek geen aanleiding tot het adviseren van vervolgonderzoek of kon direct een karterend onderzoek worden uitgevoerd in de vorm van een oppervlaktekartering. Op de locaties OM2.1, OM1.3 en OM 1.6 kon echter geen oppervlaktekartering worden uitgevoerd terwijl de resultaten van het verkennend booronderzoek wel aanleiding gaven tot het verrichten van karterend onderzoek. Op deze drie locaties is op 1 juli 2015 karterend booronderzoek verricht.

Naar aanleiding van in het voorjaar van 2015 door ArcheoPro verrichte veldonderzoek op 36 toekomstige windmolenlocaties, is op drie locaties karterend booronderzoek verricht. Het betrof de locaties OM2.1, OM1.3 en OM1.6. Op deze locaties kon ten tijde van het oorspronkelijke veldonderzoek geen oppervlaktekartering worden uitgevoerd of was de uitvoering hiervan, onvoldoende effectief.

Op elke van deze drie locaties zijn zeven boringen gezet met behulp van een megaboor. Ondanks het zeven van het hiermee opgeboorde zand zijn geen relevante archeologische indicatoren aangetroffen. In de bouwvoor zijn slechts bemestingsvondsten aangetroffen die met stadsafval zijn aangevoerd. In de onder de bouwvoor gelegen natuurlijke podzolbodems zijn slechts natuurlijk grinddeeltjes aangetroffen.

In verband met het volledig ontbreken van relevante archeologische indicatoren, is het KNA-onderdeel *Waardstelling*, in dit rapport niet nader uitgewerkt.

Gezien het ontbreken van archeologische indicatoren, geven de resultaten van het onderzoek geen aanleiding om archeologisch vervolgonderzoek te adviseren. Evenmin zijn tijdens het onderzoek archeologische resten aangetroffen waarmee tijdens de verdere planvorming of bij de uitvoering van de geplande werkzaamheden rekening zou moeten worden gehouden.

De gegeven turbineposities kunnen in de praktijk nog maximaal 15 meter verschuiven in de twee richtingen langs de lijnen waarin de turbines zijn geplaatst. Dus de werkelijke positie van een turbine kan liggen op een lijn van 30 meter waarbij de huidige coördinaten het middelpunt van die lijn zijn. De conclusies van het onderhavige onderzoek wijzigen niet bij positiewijzigingen welke binnen deze bandbreedte vallen. Daarvoor zal geen aanvullend onderzoek vereist zijn.

1. Inleiding

1.1 Algemeen

Opdrachtgever:	Pondera Consult
Datum uitvoeringveldwerk:	1 juli 2015
Archis onderzoeksmelding:	66744/745/746
Bevoegd gezag:	Gemeente Aa en Hunze en Borger-Odoorn
Bewaarplaats vondsten:	Provincie Drenthe
Bewaarplaats documentatie:	Provincie Drenthe

1.2 Locatiegegevens

Provincie:	Drenthe
Gemeenten:	Aa en Hunze en Borger-Odoorn
Toponiem:	Windpark Drentse Monden - Oostermoer
Globale ligging:	Ten westen van Stadskanaal en ten oosten van de Hunze
Hoekcoördinaten plangebied:	252786 / 546144 252786 / 562618 262908 / 562618 262908 / 546144
Oppervlakte plangebied:	25,03 ha
Eigendom:	nvt
Grondgebruik:	akker- en weidegebied
Hoogteligging:	± 9 m +NAP
Bepaling locaties:	GPS Garmin, meetlinten

1.3 Aard van de ingreep

Aard ingreep:	Plaatsing windmolens
Wijze fundering:	Op betonpalen

1.4 Onderzoek

In april en mei 2015 is door ArcheoPro een Inventariserend Veldonderzoek Overig (IVO-0) uitgevoerd op 36 geplande windmolenlocaties in de gemeenten Aa en Hunze en Borger-Odoorn. Deze windmolenlocaties maken deel uit van het geplande windpark, Drentse monden - Oostermoer

Het archeologisch onderzoek betrof een Inventariserend Veldonderzoek Overig (IVO-0) verkennende fase. Het bureauonderzoek was reeds eerder door ArcheoPro uitgevoerd (Exaltus en Orbons 2014; ArcheoPro-rapport 13080). Op basis van de resultaten hiervan is geconcludeerd dat op alle locaties die liggen in een zone met een middelhoge- of een hoge archeologische verwachting, in eerste instantie een verkennend booronderzoek diende te worden uitgevoerd. Dit verkennend onderzoek is uitgevoerd in het voorjaar van 2015. In tabel 1 staan alle locaties opgesomd waarop verkennend booronderzoek is verricht. Op 33 van deze 36 locaties gaf het verkennende onderzoek geen aanleiding tot het adviseren van vervolgonderzoek of kon direct een karterend onderzoek worden uitgevoerd in de vorm van een oppervlaktekartering. Op de locaties OM2.1, OM1.3 en OM 1.6 kon echter geen oppervlaktekartering worden uitgevoerd terwijl de resultaten van het verkennend booronderzoek wel aanleiding gaven tot het verrichten van karterend onderzoek. Op deze drie locaties is op 1 juli 2015 karterend booronderzoek verricht.

LOCATIE	BORINGEN	BODEMOPBOUW	OPPERVLAKTE-KARTERING	RELEVANTE VONDSTEN	VERVOLG-ONDERZOEK
OM2.1	1 en 2	Ondiep verstoorte podzolbodem	NEE	N.V.T.	JA
OM2.2	3 en 4	Diep verstoorte bodem	JA	NEE	NEE
OM2.3	5 en 6	Diep verstoorte bodem	JA	NEE	NEE
OM2.5	7 en 8	Beekafzettingen	JA	NEE	NEE
OM2.9	9 en 10	Ondiep verstoorte podzolbodem	JA	NEE	NEE
OM1.1	11 en 12	Verstoord tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
OM1.2	13 en 14	Verstoord tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
OM1.3	15 en 16	Ondiep verstoorte en deels afgedekte podzolbodem	ONVOLDOENDE	NEE	JA
OM1.4	17 en 18	Aangeploegd tot in podzolbodem	JA	NEE	NEE
OM1.5	19 en 20	In het verleden niet geschikt voor bewoning	NEE	N.V.T	NEE
OM1.6	21 en 22	Ondiep verstoord met restanten podzolbodem	NEE	N.V.T	JA
OM1.7	23 en 24	Aangeploegd tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
RH3.2	25 en 26	In het verleden niet voor bewoning geschikt	NEE	N.V.T	NEE
RH3.6	27 en 28	In het verleden niet voor bewoning geschikt	NEE	N.V.T	NEE
RH2.1	29 en 30	Verploegde podzolbodem	JA	NEE	NEE
RH2.2	31 en 32	Verploegde podzolbodem	JA	NEE	NEE
RH2.3	33 en 34	Verploegde podzolbodem	JA	NEE	NEE
RH2.4	35 en 36	Aangeploegd tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
RH1.1	37 en 38	Verploegde podzolbodem	JA	NEE	NEE
RH1.2	39 en 40	Aangeploegd tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
RH1.3	41 en 42	Aangeploegd tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
RH1.4	43 en 44	Diep verstoorte bodem	NEE	N.V.T.	NEE
RH1.5	45 en 46	Aangeploegd tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
RH1.6	47 en 48	Aangeploegd tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
RH1.7	49 en 50	Diep verstoorte bodem	NEE	N.V.T	NEE
DEE2.1	51 en 52	Verploegde podzolbodem	JA	NEE	NEE
DEE2.2	53 en 54	Diep verstoorte bodem	NEE	N.VT	NEE
DEE2.5	55 en 56	Aangeploegd tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
DEE2.6	57 en 58	In het verleden niet voor bewoning geschikt	NEE	N.V.T	NEE
DEE1.1	59 en 60	In het verleden niet voor bewoning geschikt	NEE	NEE	NEE
DEE1.2	61 en 62	Verstoord tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
DEE1.3	63 en 64	Verstoord tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
DEE1.4	65 en 66	Verstoord tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
DEE1.5	67 en 68	Verstoord tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
DEE1.7	69 en 70	Verstoord tot in C-horizont	JA	NEE	NEE
DEE1.8	71 en 72	Verstoord tot in C-horizont	JA	NEE	NEE

1.5 Onderzoeksstrategie

Tijdens het karterend booronderzoek is geboord in een netwerk met telkens 25 meter afstand tussen de boringen en 20 meter afstand tussen de boorraaien. Op deze manier zijn per locatie telkens zeven boringen gezet waarbij de middelste boring op het centrumcoördinaat van de molenvoet staat met de overige zes boringen daar in een verspringend netwerk omheen. Op deze manier is een boordichtheid bereikt van twintig boringen per hectare en is telkens een cirkel onderzocht met een diameter van ongeveer zeventig meter.

Voor het booronderzoek is gebruik gemaakt van een edelmanboor met een diameter van vijftien centimeter. Het hiermee opgeboorde zand is gezeefd op een zeef met een maaswijdte van vier millimeter. Deze aanpak volstaat volgens de Leidraad Inventariserend Veldonderzoek als brede zoekoptie voor het opsporen van vindplaatsen uit alle perioden in zand (zoekoptie E1). Alle boringen zijn doorgezet tot tenminste twee decimeter in het schone gele, niet door bodenvorming beïnvloede zand van de C-horizont.

Van alle boorpunten is de NAP-hoogte bepaald door middel van het AHN. De ligging van de boorpunten is bepaald met behulp van een GPS.

ArcheoPro voert haar onderzoeken uit conform de hiervoor vastgelegde normen en richtlijnen (KNA 3.3) en is door de Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed (RCE) vergunning verleend tot het verrichten van bepaalde archeologische werkzaamheden in het kader van het doen van opgravingen, bestaande uit prospectie door middel van booronderzoek.

Het onderzoek is uitgevoerd door drs. R.P. Exaltus (senior-archeoloog), ing. P.J. Orbons (senior vakspecialist) en H. Rik (veldtechnicus).



Figuur 1: De ligging van de onderzochte locaties.

2 Resultaten veldonderzoek

2.1 Locatie OM2.1

Verrichte werkzaamheden

Boringen 1 tot en met 7

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen is bovenin een twintig tot dertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder een tien tot vijftien centimeter dikke BC-horizont. In de boringen 6 en 7, is de top hiervan verploegd. De BC-horizont gaat tussen 40 en 45 centimeter beneden het maaiveld over in het schone gele zand van de C-horizont.

Het zeven van de bouwvoor heeft hier slechts bemestingsaardewerk opgeleverd. Uit de onderliggende BC- en C-horizont zijn volstrekt geen archeologische indicatoren aangetroffen. Het zeefresidu bestond slechts uit natuurlijke grindkorrels (zie figuur 2).



Figuur 2: Foto van natuurlijke grinddeeltjes zoals deze tijdens het zeven in de BC- en de C-horizont zijn aangetroffen.

2.2 Locatie OM1.3

Verrichte werkzaamheden

Boringen 8 tot en met 14

Resultaten veldwerk

In de hier gezette boringen 8 tot en met 14 is een twintig tot dertig centimeter dikke bouwvoor aanwezig met daaronder in de boringen 8 en 10 een respectievelijk tien en vijf centimeter dikke veenlaag. Hieronder ligt een door vernatting gebleekte zandlaag die naar beneden toe overgaat in een BC-horizont. Een dergelijke BC-horizont is ook in alle overige boringen aangetroffen. In boring 12 ligt hier bovenop nog een B-horizont. In de boringen 9, 11, 13 en 14, ligt tussen de BC-horizont en de bouwvoor, een verploegde menglaag. Tussen veertig en vijftig centimeter beneden het maaiveld is in alle boringen het schone gele zand van de C-horizont aangetroffen.

Het zeven van het opgeboorde zand heeft in de bouwvoor slechts bemestingsaardewerk opgeleverd (zie figuur 3) en in het onderliggende zand slechts natuurlijke grindkorrels.



Figuur 3: Foto van het bemestingsaardewerk zoals dat tijdens het zeven in de bouw voor isaangetroffen .

2.3 Locatie OM1.6

Verrichte werkzaamheden

Boringen 15 tot en met 21

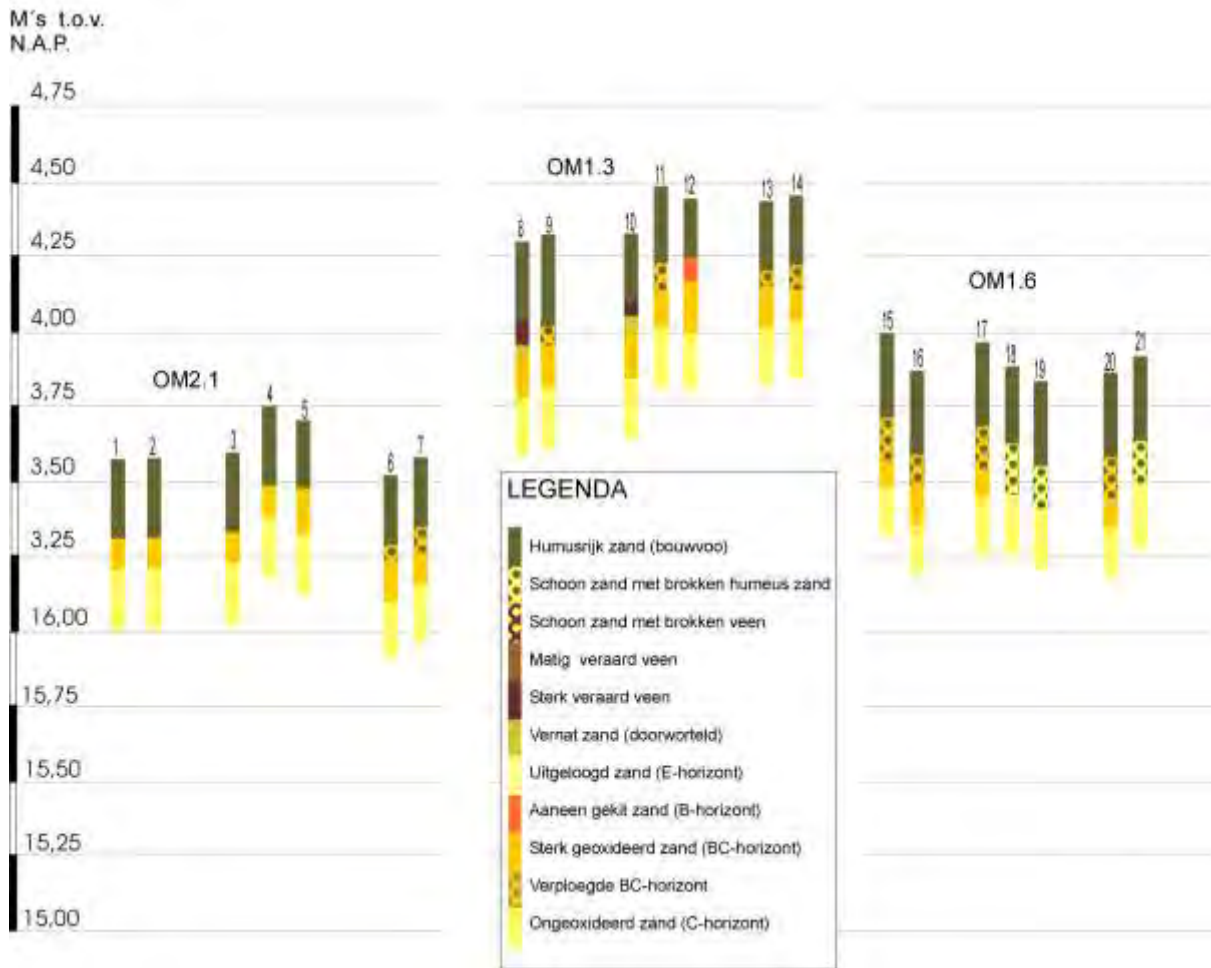
Resultaten veldwerk

Bovenin de hier gezette boringen is een ongeveer dertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen met daaronder in boring 21 een tien centimeter dikke BC-horizont. Deze gaat in de boringen 18, 19 en 21, via een verploegde tussenlaag (AC-horizont) direct over in het schone gele zand van de C-horizont. In de boringen 15, 16, 17 en 20, is eveneens een verploegde tussenlaag aangetroffen. Deze ligt hier echter op een (restant van een) BC-horizont.

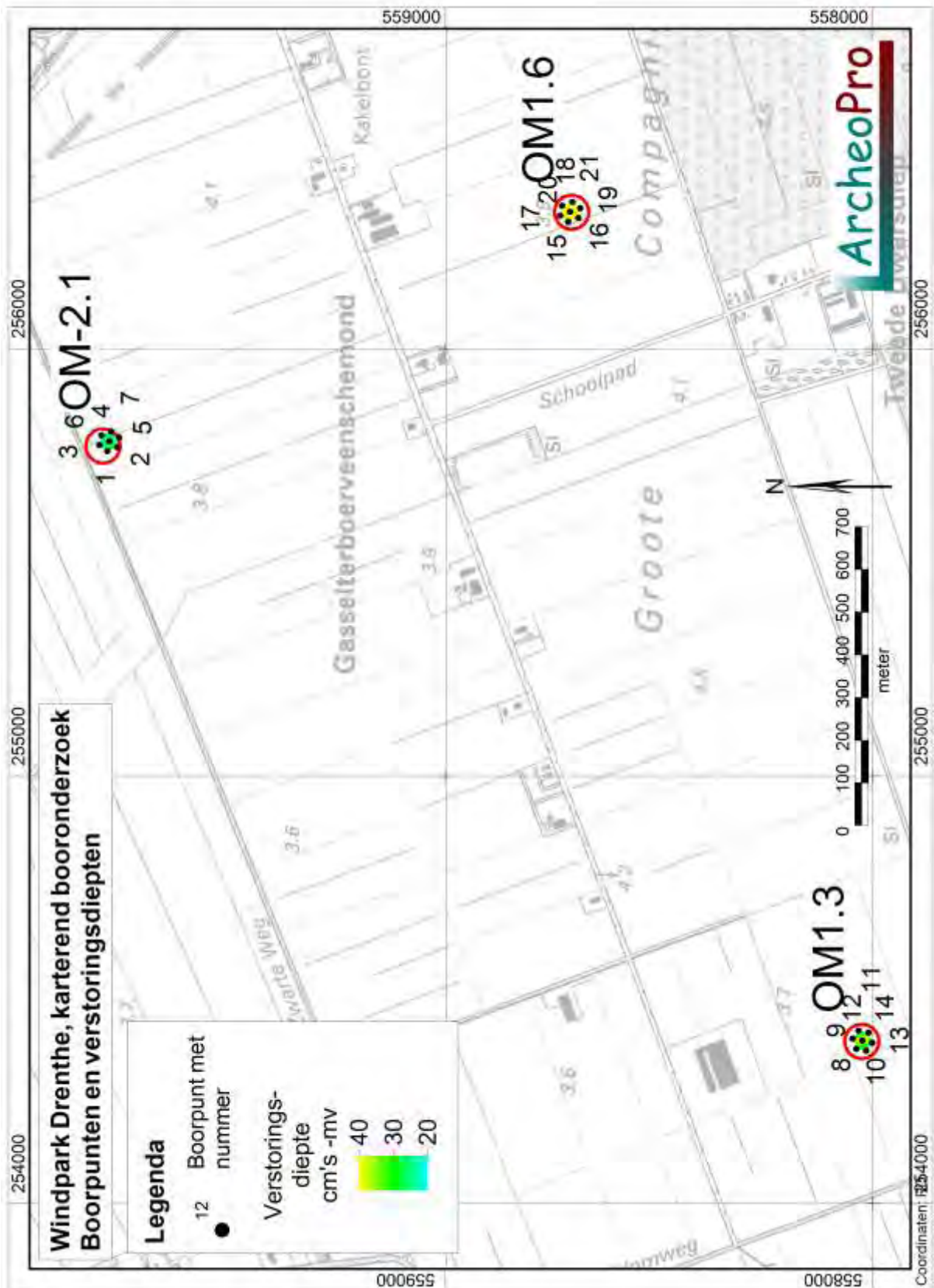
Het zeven van het opgeboorde zand heeft in de bouwvoor slechts bemestingsaardewerk opgeleverd en in het onderliggende zand slechts natuurlijke grindkorrels.



Figuur 4: Foto van het plangebied ten tijde van het karterend booronderzoek.



Figuur 5: Boorprofielen



Figuur 6: De ligging van de boorpunten

3 Conclusies en aanbevelingen (beleidsadvies)

Naar aanleiding van in het voorjaar van 2015 door ArcheoPro verricht veldonderzoek op 36 toekomstige windmolenlocaties, is op drie locaties karterend booronderzoek verricht. Het betrof de locaties OM2.1, OM1.3 en OM1.6. Op deze locaties kon ten tijde van het oorspronkelijke veldonderzoek geen oppervlaktekartering worden uitgevoerd of was de uitvoering hiervan, onvoldoende effectief.

Op elke van deze drie locaties zijn zeven boringen gezet met behulp van een megaboor. Ondanks het zeven van het hiermee opgeboorde zand zijn geen relevante archeologische indicatoren aangetroffen. In de bouwvoor zijn slechts bemestingsvondsten aangetroffen die met stadsafval zijn aangevoerd. In de onder de bouwvoor gelegen natuurlijke podzolbodems zijn slechts natuurlijk grinddeeltjes aangetroffen.

In verband met het volledig ontbreken van relevante archeologische indicatoren, is het KNA-onderdeel *Waardestelling*, in dit rapport niet nader uitgewerkt.

Gezien het ontbreken van archeologische indicatoren, geven de resultaten van het onderzoek geen aanleiding om archeologisch vervolgonderzoek te adviseren. Evenmin zijn tijdens het onderzoek archeologische resten aangetroffen waarmee tijdens de verdere planvorming of bij de uitvoering van de geplande werkzaamheden rekening zou moeten worden gehouden.

De gegeven turbineposities kunnen in de praktijk nog maximaal 15 meter verschuiven in de twee richtingen langs de lijnen waarin de turbines zijn geplaatst. Dus de werkelijke positie van een turbine kan liggen op een lijn van 30 meter waarbij de huidige coördinaten het middelpunt van die lijn zijn. De conclusies van het onderhavige onderzoek wijzigen niet bij positiewijzigingen welke binnen deze bandbreedte vallen. Daarvoor zal geen aanvullend onderzoek vereist zijn.

In alle gevallen geldt dat indien archeologische materialen en/of sporen aangetroffen worden, deze gemeld dienen te worden bij de gemeente, conform Monumentenwet 1988, laatste wijziging van 1 september 2007, paragraaf 7, artikel 53 en verder.

Verklarende woordenlijst

AHN Actueel Hoogtebestand Nederland.
AMK Archeologische Monumentenkaart.
ASB Archeologische Standaard Boorbeschrijving.
Archis Archeologisch Informatie Systeem.
BP: Before Present (present = 1950)
GIS Geografische InformatieSystemen.
GPS Global Positioning System.
IKAW Indicatieve kaart van archeologische waarden
IVO Inventariserend VeldOnderzoek.
KNA Kwaliteitsnorm Nederlandse Archeologie.
-mv Onder maaiveld.
NAP Normaal Amsterdams Peil
PVA Plan van Aanpak.
PVE Programma van Eisen.
RCE Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed.
SBB Standaard Boor Beschrijvingsmethode.
SCEZ Stichting Cultureel Erfgoed Zeeland.
SIKB: Stichting Infrastructuur Kwaliteitsborging Bodembeheer

Archeologische tijdschaal

Periode	Datering
Midden- en Laat Paleolithicum (oude steentijd)	250.000 - 9000
Mesolithicum (midden steentijd)	9000 - 4500
Neolithicum (nieuwe steentijd)	4500 - 2000
Bronstijd	2000 - 800
IJzertijd	800 - 12 v. chr.
Romeinse tijd	12 v chr. - 500 n. chr.
Vroege middeleeuwen	500 - 1000
Volle middeleeuwen	1000 - 1250
Late middeleeuwen	1250 - 1500
Nieuwe tijd	1500 - heden

Bronnen

Grote historische Provincie Atlas van Nederland; deel 3 Oost-Nederland 1838-1857 1:50.000. Topografische dienst Wolters Noordhoff Groningen 1990

Grote topografische atlas van Nederland 1:50.000 Deel 3 Oost-Nederland. Topografische dienst. Wolters Noordhoff Groningen 1997

Kadastrale minuut 1830 met aanwijzende tafels, (www.watwaswaar.nl)

Kadaster Topografische Dienst, Top25Raster, Top10Vector, GBKN kaarten, Emmen 2008

Luchtfoto, <http://maps.google.nl>

Provincie Gelderland Wateratlas <http://geodata2.prov.gelderland.nl//apps/wateratlas/>

Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed, IKAW 2 (Indicatieve kaart Archeologische Waarden), Amersfoort.

Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed, AMK (Archeologische monumentenkaart), Amersfoort.

Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed, ARCHIS II (Archeologisch Informatie Systeem), <http://archis2.archis.nl/>

Rijkswaterstaat, Servicedesk Data, AHN (Actueel Hoogtebestand Nederland), Delft.

Stichting voor Bodemkartering, Bodemkaart van Nederland 1:50.000. Wageningen, 1968.

Stichting voor Bodemkartering: Geomorfologische kaart van Nederland 1:50.000, Staring Centrum, Wageningen, 1989

Stichting voor Bodemkartering, Geologische kaart van Nederland 1:50.000. Wageningen, 1968.

Twaalf provinciën 2007. Atlas van topografische kaarten. Nederland 1955-1965. Uitgeverij twaalf provinciën. Landsmeer.

Literatuur

Cate, J. A. M. ten. A. F. van Holst, H. Kleijer en J. Stolp, 1995. Handleiding bodemgeografisch onderzoek; richtlijnen en voorschriften. Deel A: Bodem. Wageningen, DLO-Staring Centrum. Technisch Document 19A.

Cohen, K.M. & E. Stouthamer, 2012. Beknopte toelichting bij het digitaal basisbestand paleogeografie van de Rijn-Maas Delta, Utrecht, 2012.

Es. Van W.A., Sarfatij, H. & P.J. Woltering (red.) 1988. Archeologie in Nederland; De rijkdom van het bodemarchief. Rijksdienst voor het Oudheidkundig Bodemonderzoek. Amersfoort.

Kuiper, M. 2006/2007. Atlas van topografische kaarten Nederland, 1955-1965. Uitgeverij 12 Provinciën, Landsmeer.

Leidraad inventariserend veldonderzoek; Deel: karterend booronderzoek (SIKB, 2006)

Bijlage 1: Boorbeschrijving

Algemene kopgegevens	
Soort boring	BAR
Projectnummer	15-049
Projectnaam	Windpark Drenthe
Deelgebied	Nvt
Organisatie	ArcheoPro
OM-nummer	66744/745/746
coördinaatsysteem	RD2000
Coördinaatsysteemdatum	ETRS89
Locatiebepaling	GPS en meetlint
Referentievlak	NAP
Bepaling maaiveldhoogte	AHN – Waterpas
Boormethode	Guts en edelman
Boordiameter	3 cm en 15 cm
Opdrachtgever	Pondera

Posities van de boringen (boorlocaties)			
Boornummer	XCO	YCO	MA, M's tov NAP
1	255761.2	559790.7	3.59
2	255770.0	559767.3	3.60
3	255775.6	559809.4	3.62
4	255784.4	559786.0	3.75
5	255793.1	559762.6	3.70
6	255798.7	559804.7	3.52
7	255807.5	559781.3	3.60
8	254363.1	558038.8	4.30
9	254386.5	558047.5	4.32
10	254358.4	558015.6	4.35
11	254381.8	558024.4	4.47
12	254405.2	558033.2	4.41
13	254377.1	558001.3	4.42
14	254400.5	558010.1	4.45
15	256297.8	558712.3	4.00
16	256306.6	558688.8	3.88
17	256312.1	558731.0	3.94
18	256320.9	558707.6	3.88
19	256329.7	558684.2	3.85
20	256335.2	558726.3	3.88
21	256344.0	558702.9	3.91

Boorbeschrijving volgens ASB 5.2																			
Boor Nr	LDO	Lithologie						Kleur				Overige kenmerken						AIS	
		GD	BK	BS	BZ	BV	BH	HK	TK	IK	VLK	CO	PLH	VS	SS T	BHN	BI		GI
1	30	Z					3	BR										BOV	
	40	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	60	Z		1				GE									BHC		DEZ
2	30	Z					3	BR										BOV	
	40	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	60	Z		1				GE									BHC		DEZ
3	25	Z					3	BR										BOV	
	40	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	60	Z		1				GE									BHC		DEZ
4	25	Z					3	BR										BOV	
	40	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	60	Z		1				GE									BHC		DEZ
5	20	Z					3	BR										BOV	
	40	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	60	Z		1				GE									BHC		DEZ
6	22	Z					3	BR										BOV	
	30	Z					1	OR	BR		BR						BHBC	ROG	
	45	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	65	Z		1				GE									BHC		DEZ
7	22	Z					3	BR										BOV	
	33	Z					1	OR	BR		BR						BHBC	ROG	
	45	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	65	Z		1				GE									BHC		DEZ
8	28	Z					3	BR										BOV	
	35	V						BR	ZW	DO									
	38	Z					1	GE	BR	LI			DW						
	50	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	70	Z		1				GE									BHC		DEZ
9	30	Z					3	BR										BOV	
	35	Z					1	OR	BR		BR						BHBC	ROG	
	50	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	70	Z		1				GE									BHC		DEZ
10	20	Z					3	BR										BOV	
	27	V						BR	ZW	DO									
	32	Z					1	GE	BR	LI			DW						
	45	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	70	Z		1				GE									BHC		DEZ
11	25	Z					3	BR										BOV	
	40	Z					1	OR	BR		BR						BHBC	ROG	
	45	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	70	Z		1				GE									BHC		DEZ
12	20	Z					3	BR										BOV	
	30	Z						RO	BR								BHB		DEZ
	45	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	65	Z		1				GE									BHC		DEZ
13	20	Z					3	BR										BOV	
	25	Z					1	OR	BR		BR						BHBC	ROG	
	40	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	60	Z		1				GE									BHC		DEZ
14	25	Z					3	BR										BOV	
	35	Z					1	OR	BR		BR						BHBC	ROG	
	40	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	60	Z		1				GE									BHC		DEZ
15	30	Z					3	BR										BOV	
	40	Z					1	OR	BR		BR						BHBC	ROG	
	50	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	70	Z		1				GE									BHC		DEZ
16	32	Z					3	BR										BOV	
	38	Z					1	OR	BR		BR						BHBC	ROG	
	52	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	70	Z		1				GE									BHC		DEZ
17	30	Z					3	BR										BOV	
	40	Z					1	OR	BR		BR						BHBC	ROG	
	50	Z						OR	GE								BHBC		DEZ
	70	Z		1				GE									BHC		DEZ

18	25	Z				3	BR									BOV		
	40	Z				1	OR	BR		BR						BHBC	ROG	
	60	Z		1			GE									BHC		DEZ
19	30	Z				3	BR										BOV	
	40	Z				1	OR	BR		BR						BHBC	ROG	
	60	Z		1			GE									BHC		DEZ
20	30	Z				3	BR										BOV	
	40	Z				1	OR	BR		BR						BHBC	ROG	
	50	Z					OR	GE								BHBC		DEZ
	70	Z		1			GE									BHC		DEZ
21	30	Z				3	BR										BOV	
	40	Z				1	OR	BR		BR						BHBC	ROG	
	60	Z		1			GE									BHC		DEZ

Betekenis van de afkortingen:

LDO – Onderzijde boortraject

Lithologie:

GD – Onverharde sedimenten: G = grind, K = klei, L = leem, V = veen en Z = zand

Bijmengsels: BK = bijmengsel klei, BS = bijmengsel silt, BZ = bijmengsel zand, BG = bijmengsel grind, BH = bijmengsel humus. Betekenis toegevoegde cijfers: 1 = zwak, 2 = matig, 3 = sterk en 4 = uiterst.

Kleur:

HK = hoofdkleur, BL = blauw, BR = bruin, GE = geel, GN = groen, GR = grijs, OL = olijf, OR = oranje,

PA = paars, RO = rood, RZ = roze, WI = wit, ZW = zwart.

TK = Tweede kleur (kleurafkortingen als boven).

IK = Intensiteit kleur: LI = licht en DO = donker

VLK = Vlekken (V): 2^e en 3^e letter is kleurafkorting als boven, 1 = weinig, 2 = matig, 3 = veel

Overige kenmerken:

CO = Consistentie (C): ZSL=zeer slap, SLA=slap, MSL=matig slap, MST=matig stevig, STV=stevig

PLH = plantenresten (PL0 = geen, PL1 = spoor, PL2 = weinig, PL3 = veel), DW = doorworteld

VS = veensoorten

SST = Sedimentaire structuren; VL = veenlaagjes

BHN = Bodemhorizont; BHB = B-horizont, BHBC = BC-horizont, BHC = C-horizont

BI = Bodemkundige interpretaties; BOV = bouwvoor, VRG = vergraven, OPG = opgebracht

GI = Geologische interpretaties; DEZ = dekszand, Beek = beekafzettingen

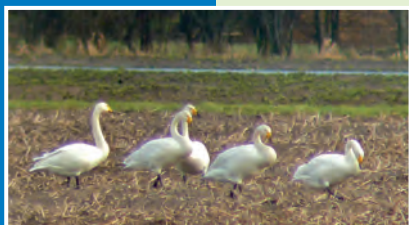
AIS = Archeologische indicatoren

BIJLAGE 22



Passende Beoordeling Windpark De Drentse Monden - Oostermoer, provincie Drenthe

Toetsing in het kader van de
Natuurbeschermingswet 1998



R.J. Jonkvorst
H.A.M. Prinsen



Bureau Waardenburg bv
Ecologie & landschap

Passende Beoordeling Windpark De Drentse Monden - Oostermoer, provincie Drenthe

Toetsing in het kader van de Natuurbeschermingswet 1998

R.J. Jonkvorst MSc., drs. H.A.M. Prinsen

Status uitgave: definitief

Rapportnummer: 15-143
Projectnummer: 11-396 / 14-807 (actualisatieslag)
Datum uitgave: 3 september 2015
Foto's omslag: © Daniël Beuker / Bureau Waardenburg bv
Projectleider: drs. H.A.M. Prinsen
Naam en adres opdrachtgever: Pondera Consult bv
Postbus 579, 7550 AN Hengelo
Referentie opdrachtgever: E-mail met opdrachtbevestiging, d.d. 22 juni 2015
Akkoord voor uitgave: drs. C. Heunks

Paraaf:



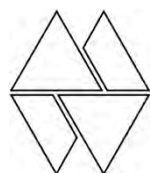
Graag citeren als: Jonkvorst R.J. & H.A.M. Prinsen. 2015. Passende Beoordeling Windpark De Drentse Monden - Oostermoer, provincie Drenthe. Toetsing in het kader van de Natuurbeschermingswet 1998. Bureau Waardenburg Rapportnr. 15-143. Bureau Waardenburg, Culemborg.

Trefwoorden: Passende beoordeling, Natuurbeschermingswet, windpark, ganzen, kleine zwaan

Bureau Waardenburg bv is niet aansprakelijk voor gevolgschade, alsmede voor schade welke voortvloeit uit toepassingen van de resultaten van werkzaamheden of andere gegevens verkregen van Bureau Waardenburg bv. Opdrachtgever hierboven aangegeven vrijwaart Bureau Waardenburg bv voor aanspraken van derden in verband met deze toepassing.

© Bureau Waardenburg bv / Pondera Consult bv
Dit rapport is vervaardigd op verzoek van opdrachtgever en is zijn eigendom. Niets uit dit rapport mag worden vervaardigd en/of openbaar gemaakt worden d.m.v. druk, fotokopie, digitale kopie of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van de opdrachtgever hierboven aangegeven en Bureau Waardenburg bv, noch mag het zonder een dergelijke toestemming worden gebruikt voor enig ander werk dan waarvoor het is vervaardigd.

Het kwaliteitsmanagementsysteem van Bureau Waardenburg bv is door CERTIKED gecertificeerd overeenkomstig ISO 9001:2008.



Bureau Waardenburg bv
Onderzoek en advies voor ecologie en landschap

Postbus 365 4100 AJ Culemborg
Telefoon 0345 51 27 10
info@buwa.nl www.buwa.nl

Voorwoord

Windpark Oostermoer B.V., Duurzame Energieproductie Exloërmond en Raedthuys Windenergie B.V. onderzoeken de mogelijkheid om een grootschalig windpark, genaamd Windpark De Drentse Monden - Oostermoer, te ontwikkelen in de gemeenten Borger-Odoorn en Aa en Hunze in Noordoost-Drenthe. Dit windpark kan effect hebben op beschermde natuurgebieden.

In het MER zijn de milieueffecten die Windpark De Drentse Monden - Oostermoer met zich meebrengt, in beeld gebracht. Pondera Consult heeft aan Bureau Waardenburg de opdracht verstrekt om in een Passende Beoordeling de mogelijke effecten van het voorkeursalternatief van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer op beschermde natuurwaarden in het kader van de Natuurbeschermingswet 1998 in beeld te brengen en aan te geven op welke wijze mogelijke negatieve effecten op instandhoudingsdoelstellingen kunnen worden beperkt. Deze Passende Beoordeling vormt een achtergrondrapport bij het MER.

Aan de totstandkoming van dit rapport werkten mee:

Robert Jan Jonkvorst rapportage Natuurbeschermingswet;

Lieuwe Anema kaartmateriaal, GIS analyses;

Hein Prinsen projectleiding, eindredactie, rapportage.

Genoemde personen zijn door opleiding, werkervaring en zelfstudie gekwalificeerd voor de door hen uitgevoerde werkzaamheden. Het project is uitgevoerd volgens het kwaliteitshandboek van Bureau Waardenburg. Het kwaliteitsmanagementsysteem van Bureau Waardenburg is ISO gecertificeerd.

Vanuit Pondera Consult werd de opdracht begeleid door Eric Arends en Paul Janssen. Wij danken hen voor de prettige samenwerking.

Harold Steendam en Jannes Santing, beiden particuliere ganzentellers, worden bedankt voor het verstrekken van aanvullende informatie omtrent de aanwezigheid van concentraties ganzen en zwanen in Oost-Drenthe. De in dit rapport gepresenteerde informatie, interpretaties en conclusies vallen geheel onder de verantwoordelijkheid van Bureau Waardenburg.

Inhoud

Voorwoord	5
1 Inleiding	9
1.1 Aanleiding en doel.....	9
1.2 Aanpak toetsing Natuurbeschermingswet 1998	9
2 Ingrep en plangebied.....	13
2.1 De ingreep	13
2.2 Het plangebied	14
3 Materiaal en methoden.....	17
3.1 Effectbepaling en -beoordeling Nbwet.....	17
4 Beschermd gebieden en afbakening onderzoek.....	25
4.1 Natura 2000-gebieden	25
4.2 Beschermd natuurmonumenten	30
5 Huidig voorkomen vogels (IHD) in en nabij het plangebied	33
5.1 Niet-broedvogels	33
6 Effectbepaling.....	37
6.1 Effecten in de aanlegfase	37
6.2 Effecten in de gebruiksfase	39
7 Beoordeling van effecten.....	43
7.1 Beoordeling van effecten op habitattypen	43
7.2 Beoordeling van effecten op soorten van Bijlage II van de Habitatrichtlijn.....	43
7.3 Beoordeling van effecten op broedvogels	43
7.4 Beoordeling van effecten op niet-broedvogels.....	44
7.5 Samenvatting beoordeling van effecten	46
7.6 Cumulatie van effecten	46
8 Conclusies en aanbevelingen	49
9 Literatuur.....	51
Bijlage 1 Wettelijk kader.....	54
Bijlage 2 Essentietabellen van nabijgelegen Natura 2000-gebieden	60
Bijlage 3 Windturbines en vogels	64
Bijlage 4 Het Flux-Collision Model	72
Bijlage 6 Effecten van luchtvaartverlichting op vogels en vleermuizen	76

1 Inleiding

1.1 Aanleiding en doel

Windpark Oostermoer B.V., Duurzame Energieproductie Exloërmond en Raedthuys Windenergie B.V. onderzoeken de mogelijkheid om een grootschalig windpark, genaamd Windpark De Drentse Monden - Oostermoer, te ontwikkelen in de gemeenten Borger-Odoorn en Aa en Hunze in Noordoost-Drenthe (figuur 1.1). Het Voorkeursalternatief (VKA) bestaat uit 16 turbines in Oostermoer en 34 turbines in Drentse Monden. Deze zijn verdeeld over zeven lijnopstellingen.

In het MER staat welke effecten op milieu te verwachten zijn van twee hoofdalternatieven, twee varianten en het voorkeursalternatief. Mede op basis van het MER nemen de ministers van Economische Zaken en van Infrastructuur en Milieu een besluit over de te realiseren variant (locatie, aantal en type windturbines). Er worden verschillende achtergrondrapporten opgesteld, waarin per (milieu)aspect (o.a. landschap, natuur, leefomgevingskwaliteit) een effectbeschrijving en mogelijke mitigerende en/of compenserende maatregelen zijn opgenomen.

In dit rapport wordt verslag gedaan van de bepaling en beoordeling van de effecten van de bouw en het gebruik van de geplande windturbines uit het voorkeursalternatief (VKA) en hoe deze zich verhoudt tot Natura 2000-gebieden en beschermde natuurmonumenten. Vervolgens wordt behandeld of een vergunning in het kader van de Nbwet kan worden verkregen en, indien noodzakelijk, welke mogelijkheden er zijn voor mitigatie en compensatie van effecten.

1.2 Aanpak toetsing Natuurbeschermingswet 1998

In de omgeving van het plangebied liggen de Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeer-gebied, Drentsche Aa-gebied, Drouwenerzand, Elperstroomgebied, Lieftingsbroek, Bargerveen en, in Duitsland, Emstal Lathen - Papenburg, Rheiderland en Ems (figuur 4.1). Als het project negatieve effecten heeft op de habitattypen en soorten waarvoor deze Natura 2000-gebieden zijn aangewezen, is mogelijk een vergunning op grond van de Nbwet vereist (zie hieronder en bijlage 1). Ook kunnen mitigerende dan wel compenserende maatregelen nodig zijn. De effecten van het project dienen in het kader van de Nbwet te worden getoetst aan de instandhoudingsdoelen van voornoemde Natura 2000-gebieden.

Voorliggende rapportage beschrijft de resultaten van een passende beoordeling in het kader van de Nbwet (zie bijlage 1). Dat wil zeggen een onderzoek naar de effecten op beschermde natuurgebieden in het kader van de Natuurbeschermingswet 1998, waaronder wij in dit rapport verstaan: Natura 2000-gebieden en Beschermde Natuurmonumenten. Op basis van de beste wetenschappelijke kennis zijn de effecten van het voorkeursalternatief (VKA) van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer op de habitattypen en soorten in kaart gebracht en beoordeeld. De effecten zijn op

zichzelf en waar nodig in samenhang met de effecten van andere plannen en projecten (cumulatief) beoordeeld.



Figuur 1.1 Plangebied voor Windpark De Drentse Monden - Oostermoer, provincie Drenthe. Op de kaart zijn toponiemen weergegeven van gebiedsdelen die in dit rapport regelmatig worden genoemd.

Deze rapportage geeft antwoord op de volgende vragen:

- Welke beschermde natuurgebieden (Natura 2000-gebieden en/of Beschermde Natuurmonumenten) liggen binnen de invloedssfeer van het project? Wat zijn de instandhoudingsdoelen voor deze natuurgebieden?
- Wat is de ligging van het plangebied ten opzichte van de habitattypen, de leefgebieden van soorten of andere natuurwaarden waarvoor de desbetreffende natuurgebieden zijn aangewezen? Welke functies heeft het plangebied en zijn invloedssfeer voor deze beschermde natuurwaarden?
- Welke effecten op beschermde gebieden heeft het voorkeursalternatief (VKA) van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer?
- Wat zijn de effecten van het project als deze waar nodig worden beschouwd in samenhang met andere activiteiten en plannen, met andere woorden, wat zijn de cumulatieve effecten?
- Kunnen significante effecten (inclusief waar nodig cumulatieve effecten) met zekerheid worden uitgesloten?

De effecten van het project worden getoetst aan de instandhoudingsdoelen (IHD) die gelden voor Natura 2000-gebieden die binnen de invloedssfeer van het project liggen. Deze zijn ontleend aan de (ontwerp)-aanwijzingsbesluiten (voor IHD zie bijlage 2).

2 Ingreep en plangebied

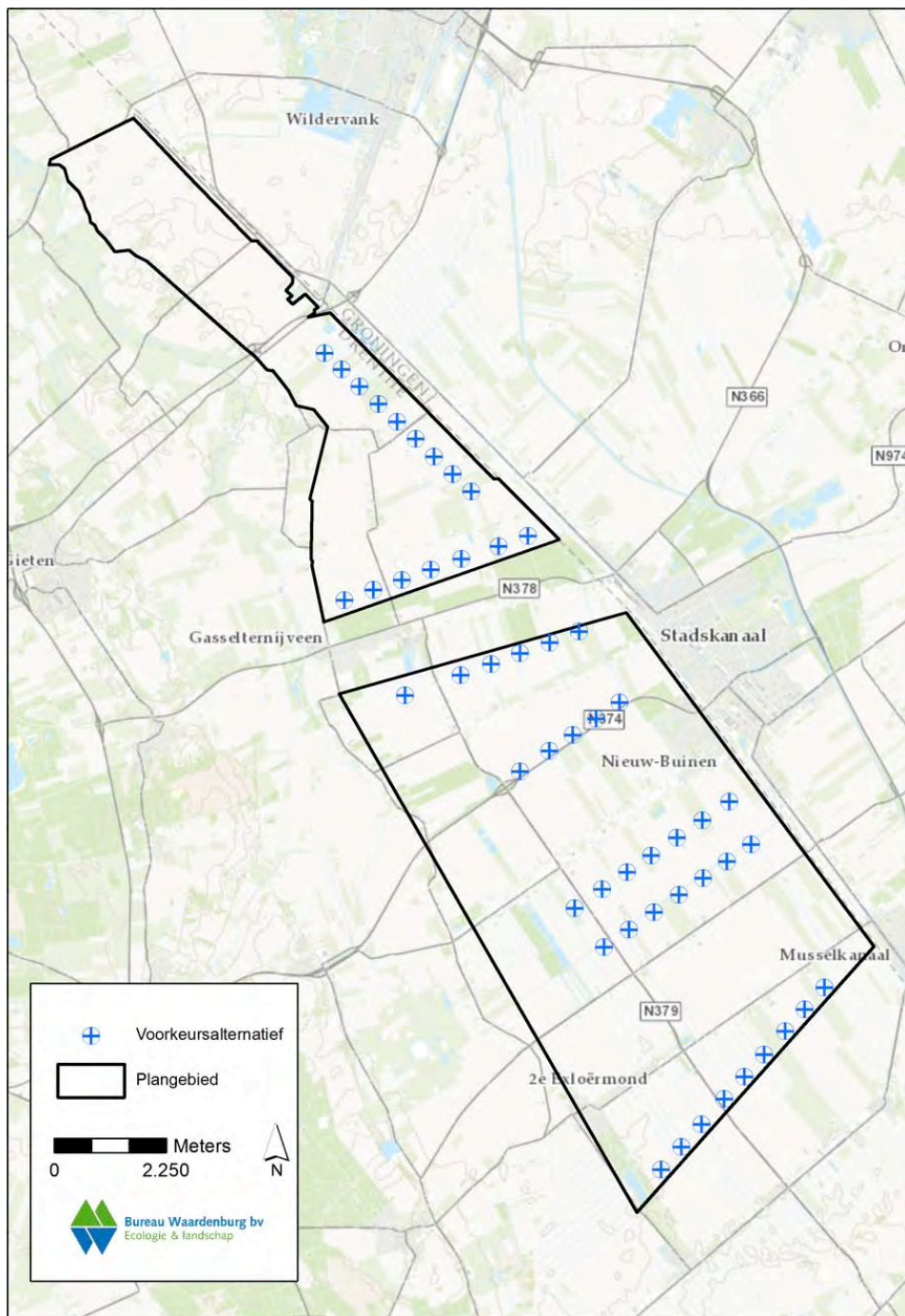
2.1 De ingreep

Het geplande Windpark De Drentse Monden - Oostermoer bestaat uit twee deelgebieden. De hoofdalternatieven en varianten worden behandeld in de natuurtoets voor Windpark De Drentse Monden - Oostermoer (Jonkvorst *et al.* 2015b). Het Voorkeursalternatief (VKA) is behandeld in een aanvullende notitie (Jonkvorst *et al.* 2015c) en bestaat uit 16 turbines in Oostermoer en 34 turbines in Drentse Monden (figuur 2.1). Deze zijn verdeeld over zeven lijnopstellingen.

In de hoofdalternatieven in het MER is uitgegaan van een ashoogte van minimaal 119 meter en maximaal 139 meter en de diameter van de rotor minimaal 112 meter en maximaal 122 meter. Het VKA is gebaseerd op windturbines met een ashoogte van 139 meter en een rotordiameter van 122 meter. Daarnaast is onderzocht wat de effecten zijn bij het vergroten van de windturbines tot een ashoogte van 145 meter en rotordiameter van 131 meter (zie tabel 2.1).

Tabel 2.1 Overzicht technische gegevens voorkeursalternatief van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer. Het vermogen per turbine is indicatief en niet relevant voor de ecologische effectbepaling.

VKA	aantal turbines	rotordiameter (m)	ashoogte (m)	vermogen per turbine (MW)
Drentse Monden - Oostermoer	50	112-131	119-145	c. 3



Figuur 2.1 Plangebied voor Windpark De Drentse Monden - Oostermoer, provincie Drenthe, en posities windturbines volgens voorkeursalternatief.

2.2 Het plangebied

Het plangebied voor windpark De Drentse Monden ligt in de gemeente Borger-Odoorn ten westen van de dorpen Stadskanaal en Musselkanaal in het veenkoloniale gebied rondom de lintbebouwing van Eerste en Tweede Exloërmond, Nieuw Buinen en

Drouwenermond (zie figuur 1.1). Het plangebied voor windpark Oostermoer ligt ten noorden van het plangebied van windpark De Drentse Monden in de gemeente Aa en Hunze. Het plangebied van windpark Oostermoer wordt in het oosten begrensd door de provinciegrens, het Grevelingskanaal en de spoorlijn Stadskanaal – Veendam. Aan de westgrens liggen de dorpen Eexterveen en Gieterveen.

Het plangebied maakt onderdeel uit van de Drentse Veenkoloniën, een relatief open agrarisch landschap met grootschalige akkerbouwgebieden (figuur 2.2a en 2.2b). Maïs, graan, aardappels en suikerbieten zijn de meest voorkomende gewassen. Daarnaast komt verspreid in het gebied een aantal kleine graslandpercelen voor. Vooral rondom de lintbebouwingen van de hierboven genoemde dorpen zijn groenstroken, singels en laanbeplanting met hogere bomen aanwezig. De verspreid in het plangebied aanwezige bosschages bestaan in het algemeen uit nog jonge aanplant. In het plangebied zijn weinig open waterpartijen aanwezig, de belangrijkste worden gevormd door de vloeivelden ten oosten van Buinerveen, de watergang Dreefleiding door de Drentse Monden en het Veendam - Musselkanaal langs de oostgrens van het plangebied.



Figuur 2.2 foto impressie uit het plangebied dat hoofdzakelijk bestaat uit grootschalige akkerbouwgebieden doorsneden of begrensd door enkele watergangen.

3 Materiaal en methoden

3.1 Effectbepaling en -beoordeling Nbwet

3.1.1 Toelichting op het begrip significantie

In het kader van de Nbwet moet beoordeeld worden of de realisatie van Windpark De Drentse Monden en Oostermoer, op zichzelf of in samenhang met andere plannen en projecten in de omgeving, (significant) negatieve effecten kan hebben op de nabijgelegen Natura 2000-gebieden. In dit geval gaat het om enkele soorten niet-broedvogels (toendrarietgans, kolgans en kleine zwaan) waarvoor het nabijgelegen Natura 2000-gebied Zuidlaardermeergebied is aangewezen. Daarnaast gaat het om de niet-broedvogelsoort toendrarietgans die voor het Natura 2000-gebied Bargerveen is aangewezen (zie § 4.1).

Voor de beoordeling van effecten van plannen en projecten op de desbetreffende Natura 2000-gebieden, is gebruik gemaakt van de door het Steunpunt Natura 2000 opgestelde leidraad (Steunpunt Natura 2000, 2010). Hierin staat verwoord wanneer gesproken moet worden van significante effecten. In de leidraad staat ook vermeld hoe kan worden omgegaan met het mogelijk onbedoeld veroorzaken van sterfte van vogels door windturbines. De basis hiervoor wordt gevormd door de wijze waarop Bureau Waardenburg ten aanzien van windpark Scheerwolde het 1%-criterium (verder 1%-mortaliteitsnorm) van het Ornis Comité heeft toegepast (zie hieronder).

Volgens dit criterium kan iedere tol van minder dan 1% van de totale jaarlijkse sterfte van de betrokken populatie (gemiddelde waarde) als kleine hoeveelheid worden beschouwd. Bij windpark Scheerwolde is deze 1%-mortaliteitsnorm niet gebruikt om het begrip 'significantie' uit te leggen. Wel is het gebruikt om een orde grootte van effecten aan te geven, waarbij zeker geen significante effecten op zullen treden, omdat de sterfte procentueel zeer laag is ten opzichte van de natuurlijke sterfte. Een veilige 'eerste zeef' dus. De Afdeling Bestuursrechtspraak van de Raad van State achtte dit een acceptabele werkwijze¹. Een grotere sterfte dan 1% (in cumulatie met andere projecten) noodzaakt een aanvullende toetsing om te bepalen of het instandhoudingsdoel voor de desbetreffende soort in gevaar kan komen. Een dergelijke toetsing kan bijvoorbeeld bestaan uit het doorrekenen van de effecten (additionele sterfte) op de betrokken populatie met behulp van een populatiemodel, zoals uitgevoerd voor effecten van offshore windparken op kleine mantelmeeuwen (Lensink & van Horssen 2012).

¹ Zie uitspraak ABRS van 1 april 2009 in zaaknr. 200801465/1/R2 en de uitspraak ABRS van 29 december 2010 in zaaknr. 200908100/1.

3.1.2 Bepaling van effecten op vogels

Windpark De Drentse Monden - Oostermoer kan effect hebben op vogels die gedurende enige fase van hun levenscyclus in de omgeving van het plangebied verblijven (zie bijlage 3 voor een algemeen overzicht van de effecten van windturbines op vogels). Daarmee kan het windpark ook effect hebben op vogels die een deel van hun tijd in Natura 2000-gebieden doorbrengen. De effectbeoordeling richt zich in het kader van de Nbwet op enkele aanwijsoorten van het Zuidlaardermeergebied (toendrarietgans, kolgans en kleine zwaan, zie §4.1) en Bargerveen (toendrarietgans). Voorafgaand aan de bepaling van effecten is een overzicht gepresenteerd van het voorkomen en de verspreiding van vogels in de omgeving van het windpark (hoofdstuk 5).

In de effectbepaling in hoofdstuk 6 zijn de volgende zaken opgenomen:

- De aantallen aanvaringslachtoffers;
- De versturende effecten van windturbines op lokaal rustende en foeragerende vogels;
- De mogelijke barrièrewerking van de opstelling voor passerende lokale vogels.

De aantallen slachtoffers en de mate van verstoring en barrièrewerking zijn zo veel mogelijk (en voor zover relevant) per soort en per variant gekwantificeerd.

Het effect van de obstakelverlichting op de windturbines op vogels is in deze studie niet nader beschouwd. Uit eerder literatuuronderzoek (Lensink & van der Valk 2013, zie bijlage 5) is vast komen te staan dat luchtvaartverlichting op windturbines, zoals toegepast in Nederland, niet leidt tot extra risico's voor vogels of vleermuizen.

Aanvaringslachtoffers

Voor de berekening van het aantal aanvaringslachtoffers is gebruik gemaakt van bestaande kennis over slachtofferaantallen bij windparken in Nederland en België (Winkelman 1989, 1992; Everaert 2003; Krijgsveld *et al.* 2009). In deze studies is gecorrigeerd voor factoren zoals zoek efficiëntie, verdwijnen van lijken door aaseters, het aantal zoekdagen en type zoekgebied. De aanvaringskansen (kans dat een langs vliegende vogel botst met een windturbine) zijn gebaseerd op studies in o.a. Oosterbierum, de Wieringermeer en in België (Winkelman 1992; Everaert & Stienen 2007; Krijgsveld *et al.* 2009). De aantallen slachtoffers uit deze studies zijn te vertalen naar nieuw geplande windparken, indien rekening gehouden wordt met de windturbineomvang (ashoogte, rotordiameter), windturbineconfiguratie, windturbine-locatie (landschapstype), vogelaanbod (flux) en betrokken soorten. Deze factoren zijn geformaliseerd in een berekeningswijze die soort(groep)specifiek is en waarvoor kennis over het vogelaanbod (flux) noodzakelijk is (zie bijlage 4 voor details). De uitkomst van de berekeningen wordt bepaald door de combinatie van de dimensies van het windpark en de eigenschappen en het gedrag van de desbetreffende vogelsoort.

De berekeningen zijn gebaseerd op aannames omdat gedetailleerde en locatie-specifieke informatie over bijvoorbeeld flux en vlieggedrag van betrokken soorten slecht in beperkte mate voorhanden zijn. Hierbij is gebruik gemaakt van locatie-

specifieke informatie over flux en vlieggedrag van betrokken soorten tijdens veldonderzoek in winter 2011/2012 en 2014/2015 (Jonkvorst et al. 2015a). Deze aannames zijn altijd op zo'n manier gedaan dat in alle gevallen met zekerheid het worst case scenario is getoetst. Dit geldt voor. het aantal vogels dat bij het windpark rondvliegt, uitwijkt voor het windpark, en de berekende 1%-mortaliteitsnorm (zie ook hieronder bij flux, uitwijking en 1%-mortaliteitsnorm).

Aanvaringskans

Zwanen en ganzen worden zelden als aanvaringslachtoffer gevonden vanwege hun kleine aanvaringskans (Hotker et al. 2006; Fijn et al. 2007; Fijn et al. 2012; Verbeek et al. 2012). Fijn et al. (2007) vonden bij twee windparken in de Wieringermeer geen aanvaringslachtoffers onder kleine zwanen en toendrarietganzen, ondanks de dagelijkse aanwezigheid van vele honderden, respectievelijk enkele duizenden vogels nabij de windparken. In de berekeningswijze is voor ganzen en zwanen een aanvaringskans aangehouden van 0,01% (cf. Fijn et al. 2007) respectievelijk 0,04% (cf. Fijn et al. 2012). Deze aanvaringskans is gebruikt omdat het een lagere en meer realistische inschatting van de aanvaringskans geeft, dan de kans die voorheen veel gebruikt werd van 0,09% die in Winkelman et al. (1992) voor eenden gegeven is.

Percentage in het donker

Omdat de meeste soorten door de slechte lichtomstandigheden alleen in het donker slachtoffer worden van een aanvaring met een windturbine, moet in het toegepaste rekenmodel worden ingevuld welk deel van de dagelijkse flux in het donker plaatsvindt. Hiervoor is een inschatting gedaan op basis van *expert judgement* en informatie verzameld tijdens het ten behoeve van het windpark uitgevoerde veldonderzoek. Voor ganzen en zwanen is in het rekenmodel ingevuld dat 's avonds 33% in het donker naar de slaappleats vliegt en in de ochtend 10% in het donker vanuit de slaappleats naar foerageergebieden vliegt.

Voor sommige soorten (bijvoorbeeld meeuwen en sterns) lopen vogels ook overdag risico op een aanvaring met een windturbine (Krijgsveld et al. 2009). Voor meeuwen is daarom in het model ingevuld dat alle passerende vogels kans hebben op een aanvaring met een windturbine (berekeningen in het kader van de Ffwet).

Bepaling soortspecifieke flux

Voor de berekening van de aantallen vogelslachtoffers is uitgegaan van gegevens over verspreiding, aantallen in het plangebied en vlieggedrag (hoofdstuk 6). Op basis van de vogeltelgegevens en expertise op basis van veldonderzoek in het plangebied (Jonkvorst et al. 2015a) is bepaald uit welke gebieden vogels mogelijk een windturbine-opstelling kruisen tijdens hun dagelijkse vliegbewegingen van rust- naar foerageergebied en *vice versa*. Tijdens het veldonderzoek is vastgesteld dat het merendeel van de ganzen en zwanen die overdag in de Oostermoer foerageren, het Zuidlaardermeer als slaappleats gebruiken. De ganzen die daarentegen overdag in de Drentse Monden verblijven, gebruiken vooral slaappleats in en direct ten oosten en westen van dit gebied (Jonkvorst et al. 2015a). Van een deel van de ganzen wordt

verondersteld dat het Bargerveen gebruikt wordt als slaappleats. Hierbij is aangenomen dat alleen rietganzen uit het zuidelijk deel van de Drentse Monden in het Bargerveen slapen. Als worst case is telkens gerekend met de gemiddelde seizoensmaxima van de telgebieden (zie verspreidingskaarten in hoofdstuk 5) dat dagelijks door de turbinerijen vliegt. Voor kleine zwanen in de Drentse Monden is vanwege de grote afstand tot zowel het Zuidlaardermeer als het Bargerveen aangenomen dat deze voornamelijk op de vloeivelden bij Nieuw-Buinen en in de Veenhuizerstukken slapen en geen relatie hebben met voornoemde Natura 2000-gebieden (zie ook Jonkvorst *et al.* 2015a).

Allereerst is op basis van de literatuur (o.a. Hornman *et al.* 2012) en de telgegevens het seizoensverloop van de rietgans vastgesteld, vooral de maanden met piek-aantallen. Naar rato van de lengte en positie van de windturbineopstellingen ten opzichte van de ingeschatte breedte van de vliegbaan van de vogels, zijn de aantallen als aanbod opgevoerd in de effectberekening. Met behulp de informatie met betrekking tot het aandeel van de vogels dat in het donker vliegt (wanneer het aanvaringsrisico het grootste is, zie hiervoor) en het aandeel dat voor de windturbines zal uitwijken (zie hieronder), is vervolgens per soort het aantal vogels berekend dat dagelijks door (het betreffende deel van) de windturbine-opstellingen vliegt.

Uitwijking

In de slachtofferberekeningen is rekening gehouden met de mogelijkheid voor horizontale uitwijking tussen de opstellingen in Windpark De Drentse Monden – Oostermoer (zie lay-out van het windpark in hoofdstuk 2). Voor alle soorten is rekening gehouden dat 70% van de berekende dagelijkse flux over het plangebied in de toekomst zal uitwijken voor het windpark en gebruik zal maken van de ruimte tussen windturbineopstellingen of om de windparken heen vliegt. Dit betreft nadrukkelijk een worst case benadering aangezien bij bestaande windparken tot nu toe veel hogere uitwijkpercentages (80-98%) zijn gemeten voor een divers aantal soorten (o.a. Plonczkier & Simms 2012, Dirksen *et al.* 2007, Fijn *et al.* 2007, Chamberlain *et al.* 2006, Fernley *et al.* 2006, Poot *et al.* 2001, Tulp *et al.* 1999).

Berekening 1%-mortaliteitsnorm

De 1%-mortaliteitsnorm is het aantal vogels dat 1% van de natuurlijke sterfte van de te toetsen populatie representeert. Deze norm is soortspecifiek aangezien de populatiegrootte en de mortaliteit (de twee variabelen die de 1%-mortaliteitsnorm bepalen) voor alle soorten anders is. De norm wordt als volgt berekend:

$$1\text{-mortaliteitsnorm (\# vogels)} = (\text{natuurlijke sterfte} * \text{grootte van de te toetsen populatie}) * 0,01$$

Voor de gegevens over de natuurlijke sterfte per soort is gebruik gemaakt van de website van de BTO (<http://www.bto.org/about-birds/birdfacts>). In de berekeningen is de natuurlijke sterfte van adulte vogels gebruikt, omdat hier meer over bekend is en omdat deze sterfte lager is dan die van juveniele vogels. Hierdoor valt de 1%-mortaliteitsnorm iets lager uit waardoor met zekerheid het worst case scenario

getoetst is. Voor het Zuidlaardermeergebied is als populatiegrootte voor de toendra-rietgans en kolgans uitgegaan van 3.900 vogels respectievelijk 5.850 vogels. Dit betreft het gemiddelde van de maximale aantallen geteld in het Zuidlaardermeergebied in de seizoenen 2011/2012 en 2012/2013 (bron: Sovon.nl), van eerdere seizoenen zijn geen telgegevens beschikbaar. Dit is de meest recent beschikbare informatie over het slaapplaatsgebruik. Voor de kleine zwaan is vanwege het ontbreken van slaapplaatstellingen een dergelijke berekening niet te maken.

Voor het Bargerveen is als populatiegrootte voor de toendra-rietgans uitgegaan van 23.113 vogels. Dit is het gemiddelde seizoensmaximum van de meest recent beschikbare vijf seizoenen (bron: Sovon.nl).

Verstoring

Verstoring van vogels kan zowel in de aanlegfase als in de gebruiksfase van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer plaatsvinden. De mate van verstoring wordt daarom afzonderlijk voor zowel de aanlegfase als de gebruiksfase per variant getoetst. In de gebruiksfase verschilt de verstoringafstand van windturbines voor vogels tussen soortgroepen en varieert van enkele tientallen tot honderden meters (zie bijlage 3). In de soortspecifieke beoordeling van de verstoring is hier rekening mee gehouden en is gewerkt met een voor de desbetreffende soort toepasselijke verstoringafstand, voor ganzen en zwanen bijvoorbeeld 400 m. Hierbij is aangenomen dat grotere windturbines geen evenredig groter of kleiner verstorend effect hebben (Scheekerman *et al.* 2003). Verstoring kan resulteren in een afname van het totale areaal aan potentieel beschikbaar leefgebied en daarmee de draagkracht van het gebied. In paragraaf 9.3.2 in Jonkvorst *et al.* (2015b) is nader toegelicht hoe het verlies van draagkracht is berekend.

Barrièrewerking

Voor het bepalen van de mate waarin barrièrewerking een probleem voor vogels vormt is gebruik gemaakt van literatuur en eigen waarnemingen uit veldonderzoek (o.a. Beuker *et al.* 2009, Fijn *et al.* 2007). Op grond hiervan en informatie over de dimensies van de geplande windturbineopstellingen is bepaald of vogels de windturbineopstellingen zullen kruisen of omvliegen, en de mate waarin dat per variant valt te verwachten.

Bronmateriaal

Een kwantificering van voornoemde effecten is deels mogelijk door middel van een analyse van reeds bestaande informatie. Voor informatie over de aanwezigheid en mogelijke vliegbewegingen van vogels in en over het plangebied is gebruik gemaakt van het rapport vliegbewegingen van ganzen en zwanen in Oost-Drenthe (zie hieronder) en andere gepubliceerde informatie. Alle bronnen worden in de tekst vermeld. Daarnaast zijn actuele telgegevens van watervogels gebruikt van een aantal telgebieden in (een ruime omgeving van) het plangebied die zijn opgevraagd bij het Natuurloket.

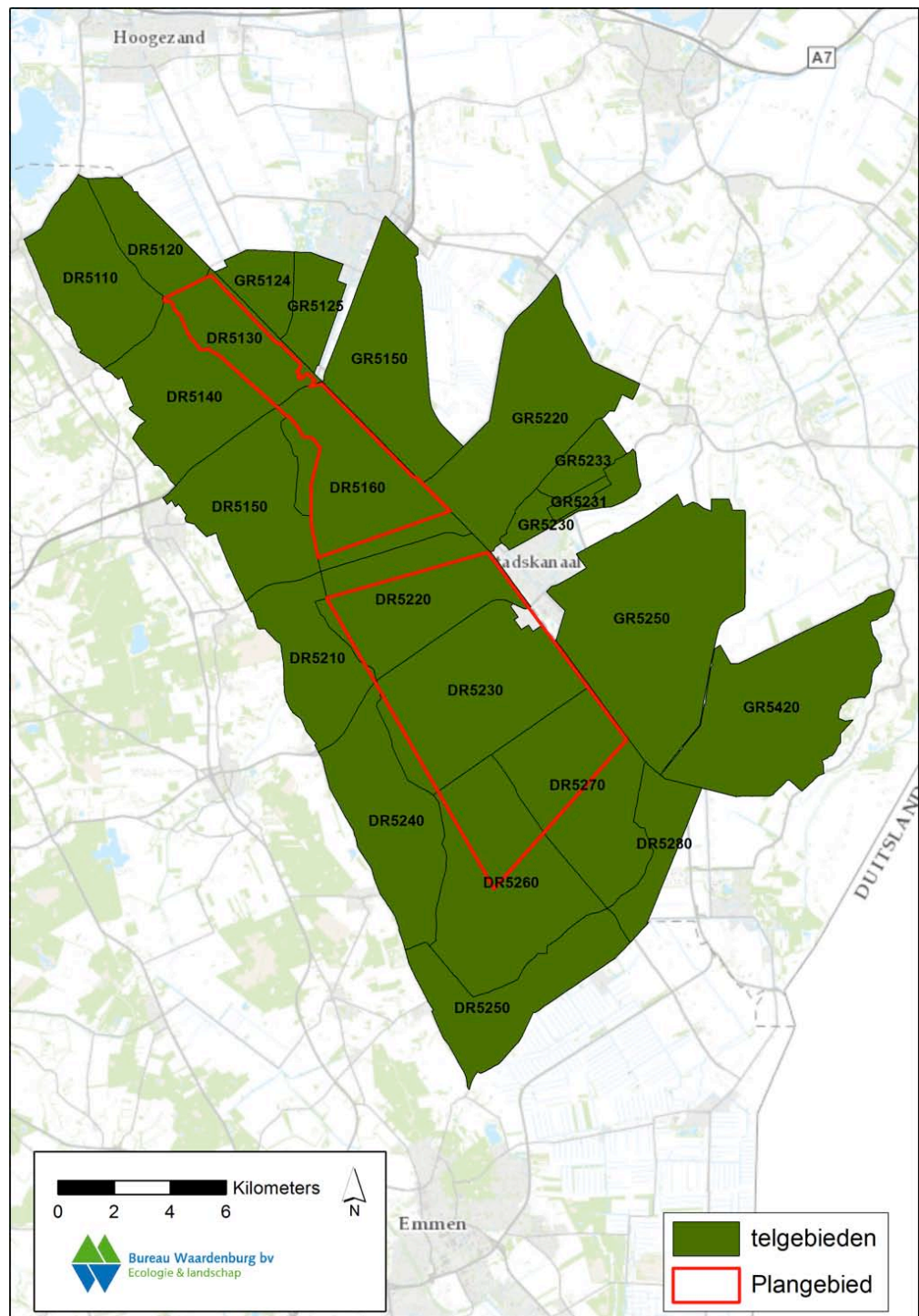
Veldonderzoek

In het winterseizoen 2011-2012 is het gebied in en rond het beoogde Windpark De Drentse Monden - Oostermoer achtmaal bezocht. Telkens door twee teams met beiden een radarsysteem. In winterseizoen 2014-2015 is het plangebied van Windpark Drentse Monden nog aanvullend onderzocht. Het doel van de studie betrof het in kaart brengen van vliegbewegingen en gebiedsgebruik van ganzen en zwanen en de ligging van de belangrijkste slaappleatsen en foerageergebieden in en rond het plangebied. De resultaten zijn gepresenteerd in een afzonderlijk rapport (Jonkvorst et al. 2015). Deze is als bijlage opgenomen in het MER.

Vogelgegevens Natuurloket

Gegevens over de aanwezigheid en verspreiding van watervogels binnen en rondom het plangebied zijn verkregen via het Natuurloket² voor de periode juli 2007 t/m juni 2012 (figuur 3.1). Dit betrof de meest recent beschikbare telgegevens. De nadruk van de tellingen ligt op de wintermaanden oktober - maart. Buiten deze maanden zijn maar in drie gebieden (incidenteel) tellingen beschikbaar voor april - augustus en voor het merendeel van de gebieden zijn enkele tellingen beschikbaar voor september. Gebieden waarvoor geen gegevens zijn aangevraagd liggen in minder geschikte gebieden voor watervogels, zoals bebouwd gebied.

² www.natuurloket.nl



Figuur 3.1 Ligging van telgebieden (donkergroen) in de omgeving van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer waarvan bij het Natuurloket gegevens zijn opgevraagd van maandelijkse watervogeltellingen (juli 2007 t/m juni 2012).

4 Beschermde gebieden en afbakening onderzoek

4.1 Natura 2000-gebieden

Het plangebied De Drentse Monden - Oostermoer ligt niet in een Natura 2000-gebied. Wel liggen er verschillende Natura 2000-gebieden in de ruime omgeving van het plangebied³, namelijk Zuidlaardermeergebied, Drentsche Aa-gebied, Drouwenerzand, Elperstroomgebied, Lieftingsbroek, Bargerveen en, in Duitsland, de Vogelrichtlijn-gebieden Emstal von Lathen bis Papenburg en Rheiderland en het Habitatrichtlijn-gebied Ems (figuur 4.1).

Hieronder wordt kort toegelicht of en welke relatie bestaat tussen het plangebied van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer en deze Natura 2000-gebieden. Aangegeven wordt welke instandhoudingsdoelen een effect (verslechtering of versterking) kunnen ondervinden van het geplande windpark⁴. Een volledig overzicht van de instandhoudingsdoelen voor de Nederlandse gebieden is opgenomen in bijlage 2. Voor de Duitse gebieden bestaan nog geen aanwijzingsbesluiten. De instandhoudingsdoelen zijn voor deze rapportage afgeleid uit de datasheets die bij de aanmeldingen van de Duitse Vogelrichtlijn- en Habitatrichtlijngebieden in 2001 zijn gevoegd (bron: <http://natura2000.eea.europa.eu/#>).

Beschermde habitattypen

Alle voornoemde Nederlandse Natura 2000-gebieden zijn (geheel of ten dele) aangewezen voor een aantal beschermde habitattypen (zie bijlage 2). Van de Duitse gebieden is alleen het gebied Ems aangewezen voor een aantal beschermde habitattypen.

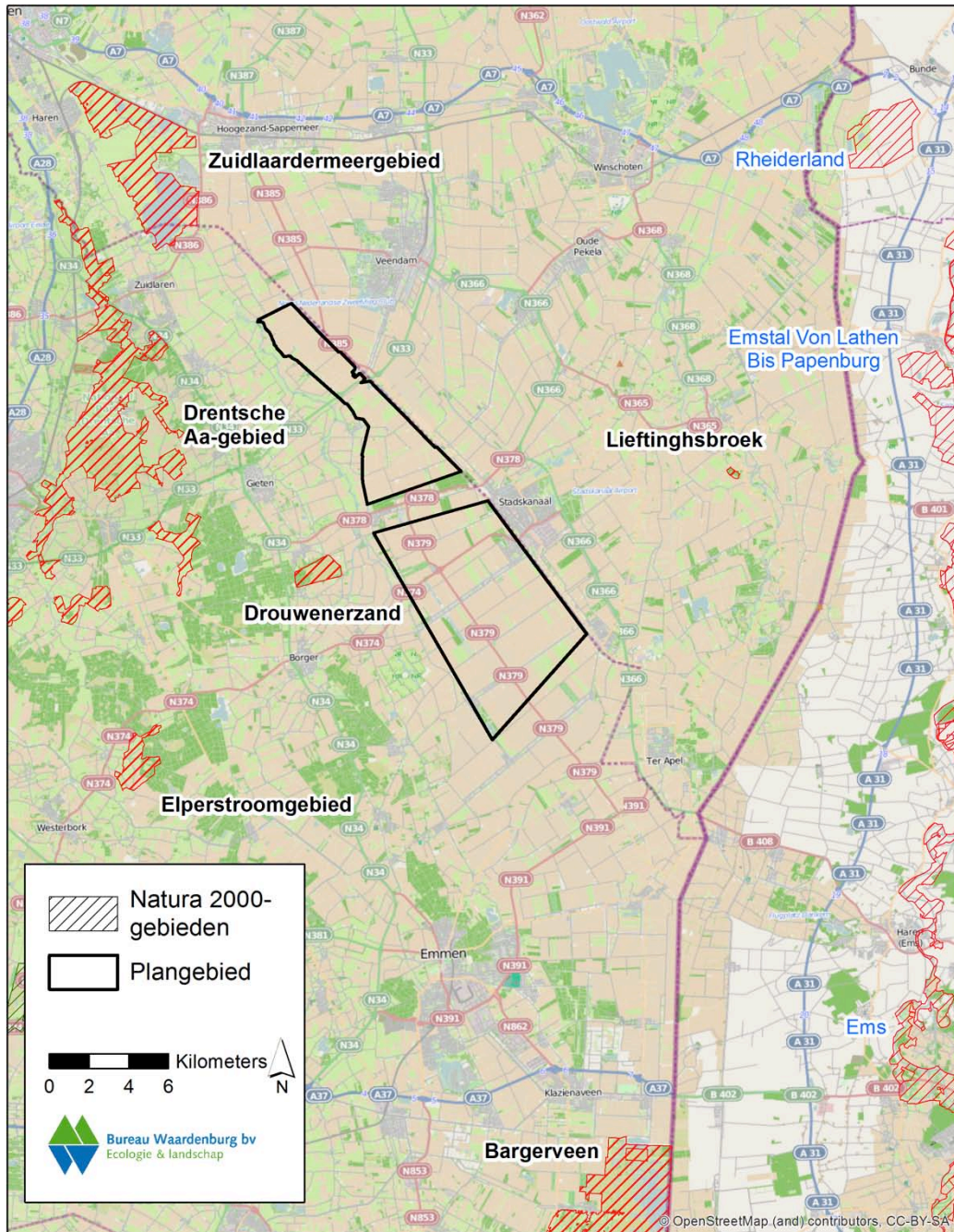
Windpark De Drentse Monden - Oostermoer ligt op enige afstand van de Natura 2000-gebieden Drouwenerzand, Drentsche Aa-gebied en Zuidlaardermeergebied (respectievelijk meer dan 2, 5 en 5 kilometer). Het windpark ligt op grote afstand (10 – 25 km) van de Natura 2000-gebieden Lieftingsbroek, Elperstroomgebied, Bargerveen en, in Duitsland, het gebied Ems. Er is dus met zekerheid geen sprake van verlies van areaal van de beschermde habitattypen door ruimtebeslag. Daarnaast is er geen sprake van relevante emissie van schadelijke stoffen⁵ naar lucht, water en of bodem of van veranderingen in grond- of oppervlaktewateren. Effecten op

³ Voor een eerste afbakening van de mogelijke invloedssfeer van het project op Natura 2000-gebieden, is rekening gehouden met de actieradius van de soorten met instandhoudingsdoelen in de omliggende Natura 2000-gebieden. In dit hoofdstuk wordt vervolgens nader bepaald welke Natura 2000-gebieden en soorten met instandhoudingsdoelen relevant zijn.

⁴ In de oorspronkelijke aanwijzingsbesluiten zijn voor sommige gebieden complementaire doelen opgenomen: dit zijn Vogelrichtlijndoelen die zijn opgenomen in een Habitatrichtlijngebied en andersom (bijvoorbeeld grauwe klauwier in Elperstroomgebied en grote modderkruiper in Zuidlaardermeergebied). Middels een wijzigingsbesluit van het Ministerie van EZ, gepubliceerd op 13 maart 2013 (Staatscourant 2013, nr. 6334), zijn deze complementaire doelen komen te vervallen.

⁵ Weliswaar wordt in de aanlegfase gebruik gemaakt van vracht- en kraanwagens die stikstof kunnen uitstoten, maar vanwege de tijdelijkheid van de werkzaamheden en afstand tot Natura 2000-gebieden, is dergelijke emissie verwaarloosbaar.

beschermde habitattypen als gevolg van externe werking zijn daarom niet aan de orde. Verslechtering van de kwaliteit van de natuurlijke habitats in voornoemde Natura 2000-gebieden als gevolg van de aanleg en het gebruik van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer zijn daarom op voorhand met zekerheid uit te sluiten.



Figuur 4.1 Natura 2000-gebieden in de ruime omgeving van het plangebied. Met zwarte tekst zijn Natura 2000-gebieden in Nederland benoemd, met blauwe tekst Natura 2000-gebieden in Duitsland.

Soorten van bijlage II van de Habitatrichtlijn

Van de voornoemde Nederlandse gebieden is alleen het Natura 2000-gebied Drentsche Aa-gebied aangewezen voor enkele soorten van bijlage II van de Habitatrichtlijn. Het betreft de soorten rivierprik, grote modderkruiper, kleine modderkruiper, rivierdonderpad en kamsalamander (zie bijlage 2). Het Duitse gebied Ems is als Natura 2000-gebied aangewezen voor bever, otter, kamsalamander, zes vissoorten, vliegend hert en drijvende waterweegbree (soorten van bijlage II van de Habitatrichtlijn). Deze soorten zijn gebonden aan genoemde Natura 2000-gebieden en komen niet of niet ver buiten deze gebieden. Er bestaat voor deze soorten daarom geen relatie met het plangebied.

Windpark De Drentse Monden - Oostermoer ligt op ruime afstand van voornoemde Natura 2000-gebieden (meer dan 5 kilometer respectievelijk meer dan 20 kilometer). Vanwege deze afstand is met zekerheid geen sprake van verstoring (inclusief sterfte) van voornoemde soorten of verslechtering van de kwaliteit van de natuurlijke habitats van deze soorten in genoemde Natura 2000-gebieden als gevolg van de bouw en het gebruik van het windpark.

Broedvogels

Van de voornoemde Nederlandse gebieden zijn alleen de Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeergebied en Bargerveen aangewezen voor een aantal broedvogelsoorten.

Het Natura 2000-gebied **Zuidlaardermeergebied** is aangewezen voor drie broedvogelsoorten: roerdomp, porseleinhoen en rietzanger. Voornoemde soorten zijn in de broedtijd sterk gebonden aan het desbetreffende Natura 2000-gebied en maken dan geen gebruik van (de omgeving van) het plangebied. (Significant) versturende effecten (inclusief sterfte) van de aanleg en het gebruik van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer op de broedpopulaties van deze soorten in het Natura 2000-gebied Zuidlaardermeergebied zijn op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

Het Natura 2000-gebied **Bargerveen** is aangewezen voor tien broedvogelsoorten: geoorde fuut, blauwe kiekendief, porseleinhoen, watersnip, velduil, nachtzwaluw, blauwborst, paapje, roodborsttapuit en grauwe klauwier. Voornoemde soorten zijn in de broedtijd sterk gebonden aan het desbetreffende Natura 2000-gebied en maken dan geen gebruik van (de omgeving van) het plangebied. Uitzonderingen gelden voor de blauwe kiekendief en de velduil die ook in de agrarische gebieden buiten het Natura 2000-gebied kunnen foerageren. De foerageerafstand van blauwe kiekendief in het broedseizoen is maximaal 5 kilometer (Brenninkmeijer et al. 2006 in van der Vliet et al. 2011). In een studiegebied in Duitsland is de maximale foerageerafstand voor velduil bepaald op maximaal 2 kilometer (Hölzinger & Schilhansl 1968 & Hölzinger et al. 1973 in Mebs & Scherzinger 2000). Gezien de afstand van meer dan 20 kilometer vanuit het Bargerveen tot het plangebied, zullen deze soorten het plangebied vanuit de broedgebieden in het Bargerveen niet bereiken.

(Significant) versturende effecten (inclusief sterfte) van de aanleg en het gebruik van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer op de broedpopulaties van deze soorten in het Natura 2000-gebied Bargerveen zijn op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

Het Duitse Natura 2000-gebied Emstal Lathen - Papenburg is aangemeld voor 9 broedvogelsoorten, waaronder porseleinhoen, kwartelkoning en blauwborst (bijlage I soorten van de Vogelrichtlijn). De desbetreffende soorten zijn in de broedtijd sterk gebonden aan het Natura 2000-gebied en maken dan geen gebruik van (de omgeving van) het plangebied dat op meer dan 20 kilometer van het Duitse Natura 2000-gebied is gelegen. (Significant) versturende effecten (inclusief sterfte) van de aanleg en het gebruik van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer op de broedpopulaties van deze soorten in het Duitse Natura 2000-gebied Emstal Lathen - Papenburg zijn op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

Het Duitse Natura 2000-gebied Rheiderland is aangemeld voor verschillende broedvogelsoorten, waaronder kwartelkoning en kluut (bijlage I soorten van de Vogelrichtlijn). De desbetreffende soorten zijn in de broedtijd sterk gebonden aan het Natura 2000-gebied en maken dan geen gebruik van (de omgeving van) het plangebied dat op meer dan 25 kilometer van het Duitse Natura 2000-gebied is gelegen. (Significant) versturende effecten (inclusief sterfte) van de aanleg en het gebruik van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer op de broedpopulaties van deze soorten in het Duitse Natura 2000-gebied Rheiderland zijn op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

Niet-broedvogels

Van de voornoemde Nederlandse gebieden zijn alleen de Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeergebied en Bargerveen aangewezen voor een aantal niet-broedvogelsoorten.

Het Zuidlaardermeergebied is als Natura 2000-gebied aangewezen voor de niet-broedvogelsoorten kleine zwaan, kolgans, toendrarietgans, smient en slobeend.

De slobeend komt vanwege zijn beperkte actieradius, namelijk 1 kilometer (van der Hut *et al.* 2007), niet in (de omgeving van) het plangebied voor. (Significant) versturende effecten (inclusief sterfte) van het Windpark De Drentse Monden - Oostermoer op de populatie van de slobeend in het Zuidlaardermeergebied zijn daarom op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

De smient heeft weliswaar een voldoende grote actieradius (maximaal 11 kilometer; Boudewijn *et al.* 2009) om het plangebied te bereiken, maar de soort heeft een sterke voorkeur voor grasland als voedselgebied. Vanwege het ontbreken van grotere oppervlakken grasland in het plangebied, komt de soort niet of nauwelijks in (de omgeving van) het plangebied voor. Tijdens het veldonderzoek in winter 2011/2012 en in de winter van 2014/2015 is de soort ook niet in het plangebied waargenomen (Jonkvorst *et al.*, 2015a). Significant versturende effecten (inclusief sterfte) van het Windpark De Drentse Monden - Oostermoer op de populatie van de smient in het Zuidlaardermeergebied zijn daarom op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

De soorten kleine zwaan, kolgans en toendrarietgans zijn regelmatig in het plangebied aanwezig en dit betreft mogelijk ook exemplaren die het Zuidlaardermeergebied als slaappleaats gebruiken (zie hoofdstuk 5). In de aanleg- en gebruiksfase van het

windpark zijn effecten op deze soorten mogelijk in de vorm van verstoring en of sterfte. Dit wordt in hoofdstuk 6 nader beschreven en beoordeeld. Overigens geldt voor kleine zwanen uit het Zuidlaardermeergebied dat deze, vanwege hun actieradius van 6 kilometer (van Gils & Tijssen 2007 in van der Vliet *et al.* 2011), alleen effect kunnen ondervinden van de meest noordelijke turbines van Windpark Oostermoer. Kleine zwanen in het gebied De Drentse Monden hebben geen binding met het Zuidlaardermeergebied omdat de afstand van 19 kilometer tussen beide gebieden ruimschoots buiten de actieradius ligt.

Het Bargerveen is als Natura 2000-gebied aangewezen voor de niet-broedvogelsoorten kleine zwaan en toendrarietgans (zie bijlage 2). De soorten kleine zwaan en toendrarietgans zijn regelmatig in het plangebied aanwezig. De actieradius van de kleine zwaan is 6 kilometer (van Gils & Tijssen 2007 in van der Vliet *et al.* 2011) en van ganzen 30 kilometer (Nolet *et al.* 2009 in van der Vliet *et al.* 2011). Gezien de afstand van meer dan 20 kilometer vanuit het Bargerveen tot het plangebied, zal de kleine zwaan niet en de toendrarietgans wel het plangebied vanuit de slaappleaats in het Bargerveen kunnen bereiken (zie hoofdstuk 5). (Significant) verstorende effecten (inclusief sterfte) van de aanleg en het gebruik van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer op de populatie kleine zwanen in het Natura 2000-gebied Bargerveen zijn op voorhand met zekerheid uit te sluiten. In de aanleg- en gebruiksfase van het windpark zijn effecten op de toendrarietgans mogelijk in de vorm van verstoring en of sterfte. Dit wordt in de hoofdstuk 6 nader beschreven en beoordeeld.

De Duitse Natura 2000-gebieden Emstal Lathen – Papenburg en Rheiderland zijn aangemeld voor onder meer kleine zwaan, wilde zwaan, toendrarietgans en kolgans als niet-broedvogel. Beide gebieden worden door deze soorten als slaappleaats en foerageergebied gebruikt. De ganzensoorten foerageren mogelijk tot enkele tientallen kilometers buiten deze Natura 2000-gebieden. Gezien de afstand van meer dan 20 respectievelijk 25 kilometer vanuit deze gebieden tot het plangebied, zal de kleine zwaan niet (zie voor argumentatie Bargerveen) en de toendrarietgans en kolgans in theorie wel het plangebied vanuit de slaappleaats in de gebieden Emstal Lathen - Papenburg en Rheiderland bereiken (zie hoofdstuk 6). Tijdens het onderzoek naar vliegbewegingen van ganzen en zwanen in Oost - Drenthe (Jonkvorst *et al.* 2015a) vlogen echter vrijwel geen ganzen van en naar de richting van deze gebieden. Ganzen die in oostelijke richting het plangebied verlieten (of uit oostelijke richting naar het plangebied vlogen) maakten gebruik van de slaappleaats in de Veenhuizerstukken ten oosten van Stadskanaal of van de slaappleaats in de zandafgraving bij Sellingen. Significant negatieve effecten door verstoring (inclusief sterfte) van de aanleg en het gebruik van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer op de populaties kleine zwanen, wilde zwanen, kolganzen en toendrarietganzen in de Natura 2000-gebieden Emstal Lathen – Papenburg en Rheiderland zijn op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

Synthese afbakening effectbeoordeling in het kader van de Nbwet

In voorgaande alinea's is beschreven welke soorten, waarvoor het Zuidlaardermeer-gebied, het Bargerveen en de overige Natura 2000-gebieden in de omgeving van het plangebied zijn aangewezen, mogelijk een verstoring effect (inclusief sterfte) ondervinden van Windpark De Drentse Monden en Oostermoer. In tabel 4.1 is een overzicht van deze soorten opgenomen. De effecten op deze soorten zijn in hoofdstuk 6 nader bepaald en beoordeeld. Voor de overige soorten en alle beschermde habitattypen is in voorgaande alinea's beargumenteerd waarom effecten (verstoring of verslechtering) van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer op voorhand met zekerheid uitgesloten kunnen worden. Deze soorten en habitattypen zullen in de verdere effectbepaling en -beoordeling dan ook buiten beschouwing worden gelaten.

Tabel 4.1 Overzicht van de soorten waarvoor Natura 2000-gebieden in de omgeving van het plangebied zijn aangewezen en die mogelijk effecten zullen ondervinden van de aanleg en of het gebruik van Windpark De Drentse Monden en Oostermoer. Deze effecten zijn in hoofdstuk 6 nader beschreven en beoordeeld.

Natura 2000-gebied	Instandhoudingsdoel relevant voor beoordeling
Bargerveen	toendrarietgans
Zuidlaardermeergebied	kleine zwaan
	kolgans
	toendrarietgans

4.2 Beschermd natuurmonumenten

Oeverlanden van het Schildmeer

Op ruim 20 kilometer ten noorden van het plangebied ligt het gebied 'Oeverlanden van het Schildmeer' dat in 1990 is aangewezen als Beschermd natuurmonument. Het gebied is niet aangewezen als Natura 2000-gebied. Het natuurmonument wordt gevormd door een groot gedeelte van de oeverlanden, bestaande uit rietlanden, een moerasje, drassige graslanden, kaden en dijken langs het Schildmeer en door een deel van het daaraan grenzende open water. Het gebied is aangewezen als natuurmonument om het behoud en herstel van de landschappelijke en natuurwetenschappelijke waarden van de betrokken gronden en wateren te bevorderen. In het aanwijzingsbesluit van 1990 wordt met name ingegaan op het belang van het gebied voor Veenmosrietlanden, rust-, foerageer- en broedgebied voor moerasbroedvogels en pleisterplaats voor watervogels.

Windpark De Drentse Monden - Oostermoer ligt op ruime afstand van dit gebied (meer dan 20 kilometer). Er is dus met zekerheid geen sprake van verlies van areaal van de aanwezige habitattypen door ruimtebeslag. Daarnaast is er geen sprake van de emissie van schadelijke stoffen naar lucht, water en of bodem of van veranderingen in grond- of oppervlaktewateren. Effecten op de aanwezige habitattypen als gevolg van externe werking zijn daarom niet aan de orde. Ook is verstoring van het broed- en of rustgebied van de in de aanwijzing genoemde broedvogels en water-

vogels als gevolg van de aanleg en het gebruik van windpark De Drentse Monden – Oostermoer vanwege de grote afstand op voorhand met zekerheid uit te sluiten. Dit gebied wordt in de verdere effectbepaling en -beoordeling dan ook buiten beschouwing gelaten.

5 Huidig voorkomen vogels (IHD) in en nabij het plangebied

De onderstaande teksten hebben alleen betrekking op de selectie van vogelsoorten waarvoor Natura 2000-gebieden in de omgeving van het plangebied zijn aangewezen en die mogelijk effecten zullen ondervinden van de aanleg en of het gebruik van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer (zie §4.1). Voor een beschrijving van de aanwezigheid van overige (vogel)soorten zie Jonkvorst *et al.* (2015a).

5.1 Niet-broedvogels

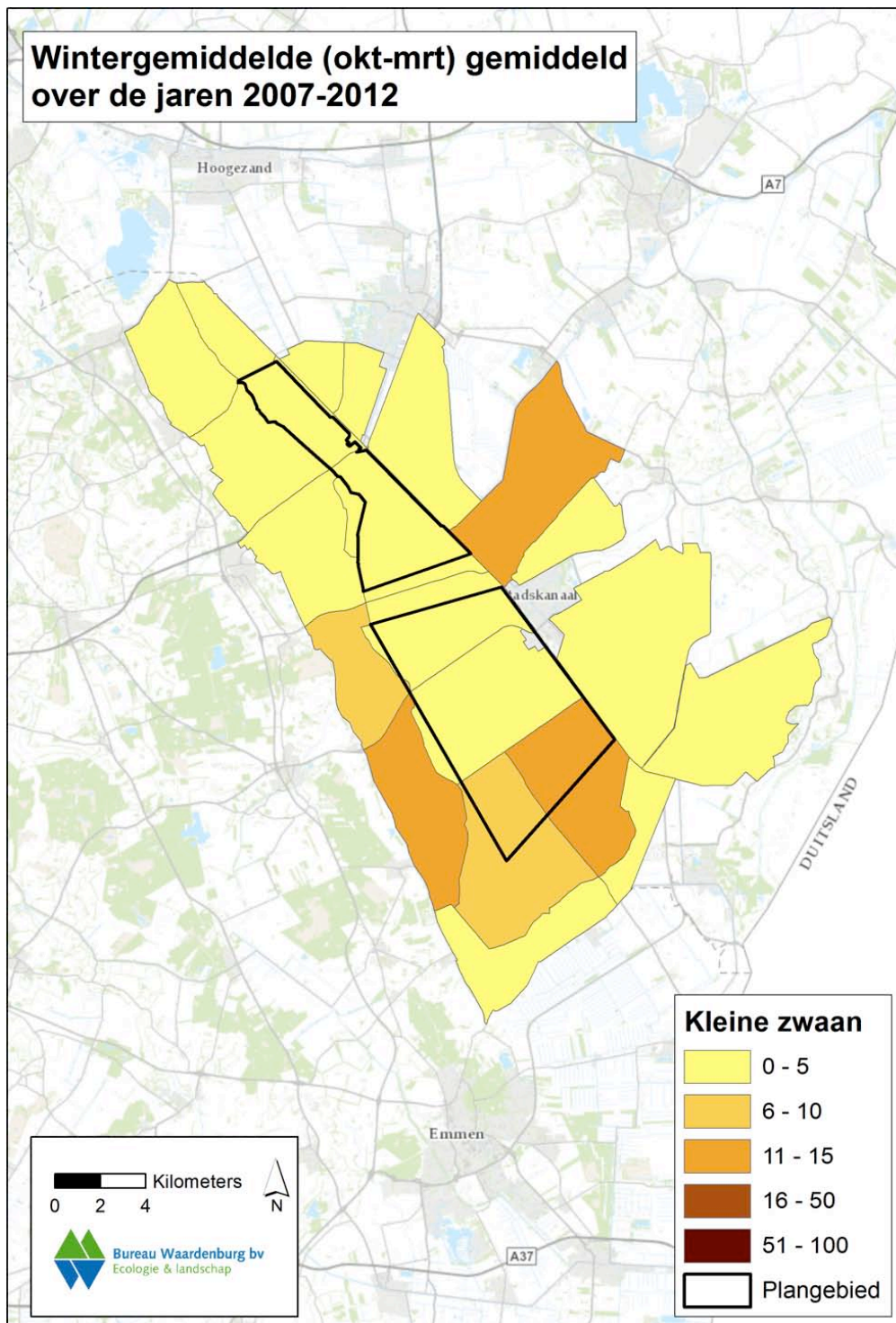
Kleine zwaan

Zowel binnen als rondom het plangebied foerageren in het winterhalfjaar kleine groepjes kleine zwanen. In de wintermaanden foerageren kleine zwanen voornamelijk op oogstresten en gras (Voslamber *et al.* 2004). Concentraties zijn te vinden ten westen van het plangebied (zie figuur 5.1). Binnen het plangebied pleisteren gemiddeld zo'n 10-20 vogels. Door Bureau Waardenburg zijn in de winter van 2011/2012 in totaal ruim 100 pleisterende kleine zwanen vastgesteld in het zuiden van de Drentse Monden. Daarnaast pleisterden vogels in het agrarische gebied ten noorden van de Veenhuizerstukken. Vogels die foerageren in en nabij Drentse Monden slapen in de vloeivelden bij Buinerveen (Jonkvorst *et al.* 2015a). Andere slaappleaatsen in de omgeving van het plangebied liggen in het Zuidlaardermeer, in de Veenhuizerstukken en in de vloeivelden in de omgeving van Sellingen (Koffijberg *et al.* 1997).

Toendrarietgans

De Drents-Groningse Veenkoloniën vormen een belangrijk overwinteringsgebied voor toendrarietganzen. Belangrijke foerageergebieden zijn de omgeving van het Bargerveen, de veenkoloniën rondom Stadskanaal en aangrenzend Hunzedal en gebieden in Zuid- en Oost-Groningen (Steendam 2010; Voslamber *et al.* 2004). Meer dan 10% van de in Nederland overwinterende rietganzen verblijft in Groningen en ongeveer 25% in Drenthe (Voslamber *et al.* 2004). Het aantal overwinteraars in Drenthe ligt tussen de 25.000-75.000 exemplaren (Steendam 2010). Toendrarietganzen foerageren voornamelijk op oogstresten (meer dan 75% van het voedsel) waarbij het vooral gaat om oogstresten van aardappels en suikerbieten (Voslamber *et al.* 2004).

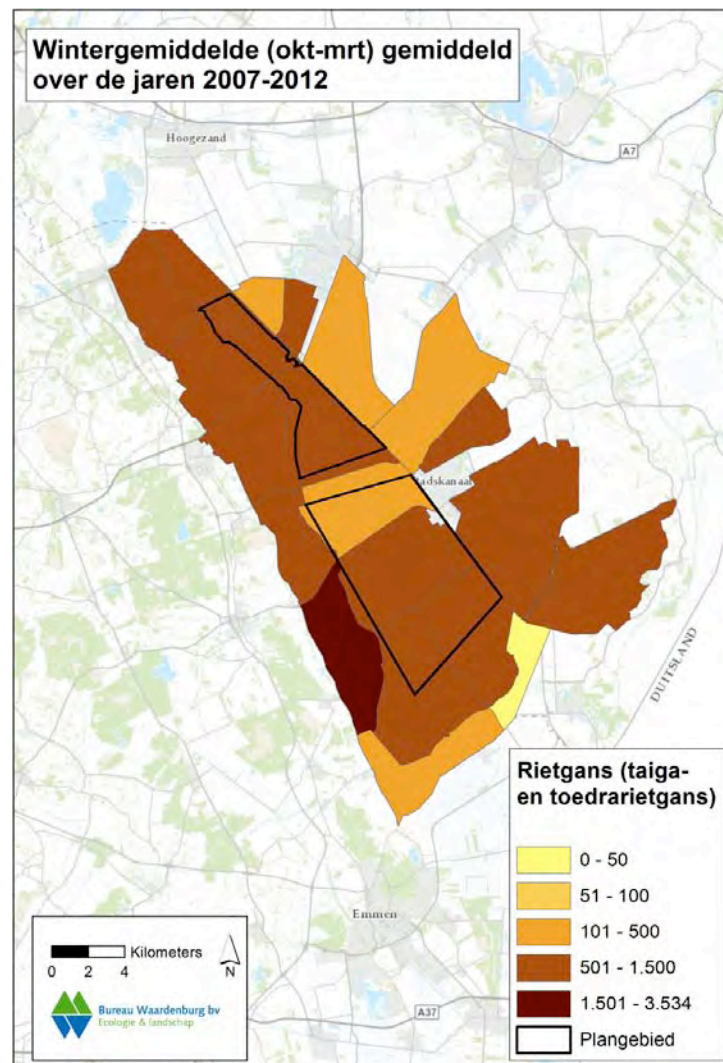
Alle open akkerbouwgebieden binnen het plangebied worden door toendrarietganzen als foerageergebied gebruikt. In de afgelopen winters zijn de grotere aantallen foeragerende rietganzen geteld op percelen ten westen van Veendam in Oostermoer en in de omgeving van Borger ten westen van de Drentse Monden (figuur 5.2). In het gehele plangebied komen vrij hoge tot hoge dichtheden toendrarietganzen voor.



Figuur 5.1 Het aantal kleine zwanen per telgebied in en rondom het plangebied. Weergegeven is het maandelijks gemiddelde in het winterseizoen (oktober-maart) over de periode 2007/08 t/m 2011/12. Bron: Natuurloket.

In de winter van 2011-2012 is vastgesteld dat de rietganzen die overdag in de Drentse Veenkoloniën op akkers ten noorden van de lijn Stadskanaal-Gieten (inclusief percelen ten zuiden van Veendam) foerageren, slapen op het Zuidlaardermeer (Jonkvorst *et al.* 2015a). In het winterhalfjaar kunnen vooral in de ochtend en avond veel vliegbewegingen van rietganzen over het plangebied plaatsvinden, in ordegrootte van enkele duizenden tot vele duizenden vogels per dag.

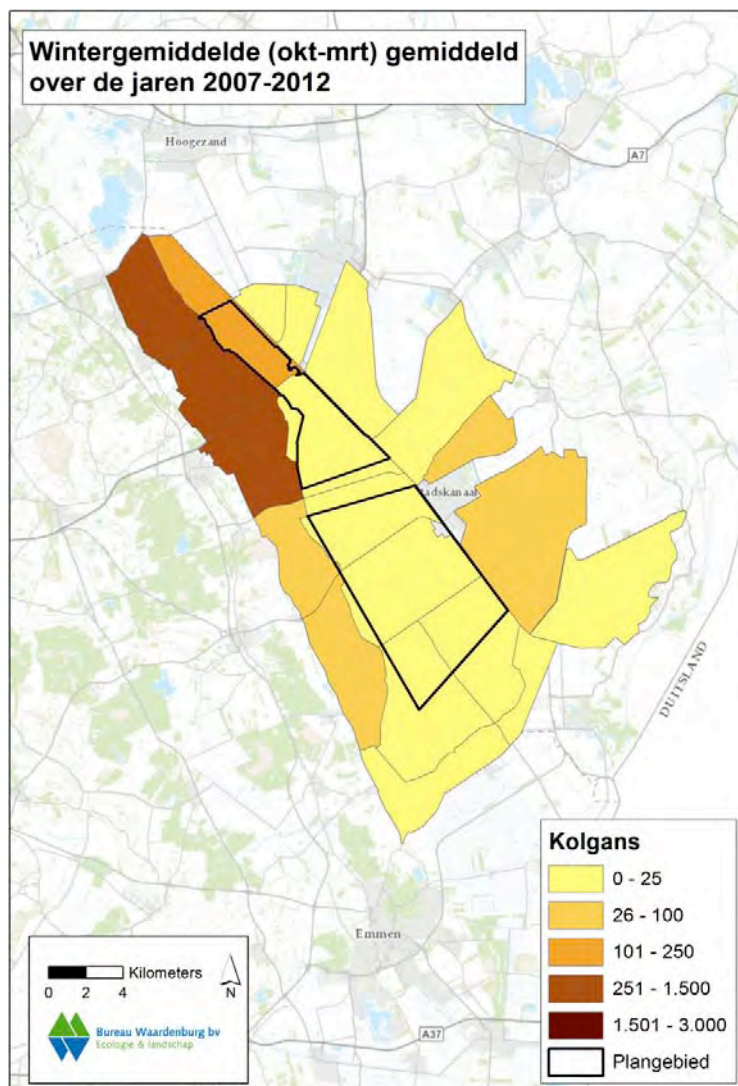
Ganzen die overdag een stuk zuidelijker in de Drents-Groningse Veenkoloniën foerageren, slapen op de vloeivelden bij Buinerveen, de zandafgraving bij Gasselte, in de Veenhuizerstukken bij Stadskanaal of in de zandafgraving bij Sellingen (Jonkvorst *et al.* 2015a). In het winterhalfjaar kunnen veel vliegbewegingen van rietganzen binnen en over het plangebied plaatsvinden, in ordegrootte van enkele duizenden tot vele duizenden vogels per dag.



Figuur 5.2 Het aantal taiga/toendrarietganzen per telgebied in en rondom het plangebied. Weergegeven is het maandelijks gemiddelde in het winterseizoen (oktober-maart) over de periode 2007/08 t/m 2011/12. Bron: Natuurloket.

Kolgans

Kolganzen foerageren voornamelijk op graslanden en in beperkte mate op bouwlanden (Voslamber et al. 2004). De hoogste concentraties bevinden zich in het Hunzedal ten noordwesten en westen van de Oostermoer en nabij het Zuidlaardermeer (zie figuur 5.3) in gebieden waar relatief veel graslanden liggen. In andere gebieden is alleen sprake van kleine groepen met een uitzondering in Groningen ten oosten van Stadskanaal. Het gebied de Drentse Monden vormt geen foerageergebied van betekenis voor de soort. De belangrijkste slaapplek van kolgans ligt in het Zuidlaardermeer. Gezien het voorgaande zijn dagelijks wel grote aantallen vlieg-bewegingen over het plangebied Oostermoer te verwachten. Voor de Drentse Monden geldt dat er lage aantallen vliegbewegingen van kolgans over het plangebied te verwachten zijn.



Figuur 5.3 Het aantal kolganzen per telgebied in en rondom het plangebied. Weergegeven is het maandelijks gemiddelde in het winterseizoen (oktober-maart) over de periode 2007/08 t/m 2011/12. Bron: Natuurloket.

6 Effectbepaling

In dit hoofdstuk wordt op basis van beschikbare kennis over voorkomen en gedrag een overzicht gegeven van de effecten op habitattypen en soorten met instandhoudingsdoelstellingen als gevolg van de aanleg en het gebruik van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer. De volgende effecten kunnen in theorie optreden:

- Verstoring in de aanlegfase
- Verstoring in de gebruiksfase
- Sterfte in de gebruiksfase
- Barrièrewerking in de gebruiksfase

De effecten zijn zoveel mogelijk gekwantificeerd. Bij deze kwantificering moet echter in acht worden genomen dat, hoewel ze gebaseerd zijn op het meest recente onderzoek, de nodige aannames gedaan zijn en dat ruime marges realistisch zijn rondom de gepresenteerde aantallen. Dat betekent dat de aantallen in absolute zin niet 100% nauwkeurig zijn, maar wel zeer goed bruikbaar om een ordegrootte van effecten te geven. De aannames in de berekeningen zijn altijd op zo'n manier gedaan dat in alle gevallen met zekerheid het *worst case* scenario is getoetst (zie hoofdstuk 3).

6.1 Effecten in de aanlegfase

6.1.1 Effecten op habitattypen

Het plangebied van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer ligt buiten de begrenzing van de diverse Natura 2000-gebieden in de ruime omgeving van het plangebied. Hierdoor heeft de ingreep in de aanlegfase geen direct effect op de aangewezen habitattypen. Daarnaast is er geen sprake van relevante emissie van schadelijke stoffen⁶ naar lucht, water en of bodem of van veranderingen in grond- of oppervlaktewateren. Effecten op beschermde habitattypen als gevolg van externe werking zijn daarom niet aan de orde.

Negatieve effecten van de ingreep op de habitattypen waarvoor de diverse Natura 2000-gebieden zijn aangewezen, zijn in de aanlegfase op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

6.1.2 Effecten op soorten van bijlage II van de Habitatrichtlijn

De geplande ingreep vindt plaats buiten de begrenzing van de nabijgelegen Natura 2000-gebieden. Het plangebied (en directe omgeving) vormt geen geschikt habitat voor de soorten van bijlage II van de Habitatrichtlijn waarvoor de in de ruime omgeving van het plangebied gelegen Natura 2000-gebieden zijn aangewezen.

⁶ Weliswaar wordt in de aanlegfase gebruik gemaakt van vracht- en kraanwagens die stikstof kunnen uitstoten, maar vanwege de tijdelijkheid van de werkzaamheden en afstand tot Natura 2000-gebieden, is dergelijke emissie verwaarloosbaar. Dit is nader doorgerekend met rekentool Aerial en onderbouwd in een oplegnotitie ([Bureau Waardenburg](#) 2015).

Effecten op soorten van bijlage II van de Habitatrichtlijn als gevolg van externe werking zijn daarom niet aan de orde.

Negatieve effecten van de ingreep op soorten van bijlage II van de Habitatrichtlijn waarvoor de diverse Natura 2000-gebieden zijn aangewezen, zijn in de aanlegfase op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

6.1.3 Effecten op Broedvogels

De geplande ingreep vindt plaats buiten de begrenzing van de nabijgelegen Natura 2000-gebieden. Het plangebied (en directe omgeving) vormt geen geschikt habitat voor broedvogelsoorten waarvoor de in de ruime omgeving van het plangebied gelegen Natura 2000-gebieden zijn aangewezen. Effecten op broedvogelsoorten als gevolg van externe werking zijn daarom niet aan de orde.

Negatieve effecten van de ingreep op broedvogelsoorten waarvoor de diverse Natura 2000-gebieden zijn aangewezen, zijn in de aanlegfase op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

6.1.4 Effecten op Niet-broedvogels

Tijdens de aanleg van het windpark zijn verschillende effecten op vogels mogelijk. Vogelaanvaringen zijn dan nog niet mogelijk, maar verstoring als gevolg van geluid, beweging en trillingen kan wel optreden. Er moeten ontsluitingswegen worden aangelegd of verbreed, er wordt geregeld heen en weer gereden met vrachtwagens en personenauto's, gewerkt met draglines en grote kranen, mogelijk worden funderingen voor de windturbines geheid, en in het veld wordt heen en weer gelopen door landmeters en bouwers. Zo kunnen bouwwerkzaamheden leiden tot de verstoring van vogels. Op beperkte schaal kunnen deze werkzaamheden ook (tijdelijk) habitatverlies opleveren voor vogels. Hieronder wordt ingegaan op verstoring in de aanlegfase van de vogels zelf.

De versturende invloed op rustende en foeragerende vogels die uitgaat van de hiervoor genoemde activiteiten moet minstens zo groot worden ingeschat als die van de aanwezigheid van de windturbines, maar bestrijkt een groter gebied. Daar staat tegenover dat het een tijdelijke verstoring betreft, die alleen optreedt in de periode waarin de werkzaamheden worden uitgevoerd.

Vanwege de grootschaligheid van het geplande windpark zal de realisatie van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer gefaseerd plaatsvinden. Op dit moment is nog niet duidelijk wanneer ieder afzonderlijk onderdeel van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer gerealiseerd zal worden. Voor vogels is het echter gedurende de werkzaamheden vanwege de fasering mogelijk om elders in (de directe omgeving van) het plangebied een alternatieve foerageer- of rustplek te benutten als ze tijdens een bepaalde fase op een bepaalde plek verstoord worden. Er is daarom geen sprake van maatgevende verstoring: vogels zullen (de directe omgeving van) het plangebied

niet verlaten zodat in dit geval ook geen verslechtering van de kwaliteit van het leefgebied optreedt.

6.2 Effecten in de gebruiksfase

6.2.1 Effecten op habitattypen

Het plangebied van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer ligt buiten de begrenzing van de diverse Natura 2000-gebieden in de ruime omgeving van het plangebied. Hierdoor heeft de ingreep in de gebruiksfase geen direct effect op de aangewezen habitattypen. Daarnaast is er geen sprake van relevante emissie van schadelijke stoffen naar lucht, water en of bodem of van veranderingen in grond- of oppervlaktewateren. Effecten op beschermde habitattypen als gevolg van externe werking zijn daarom niet aan de orde.

Negatieve effecten van de ingreep op de habitattypen waarvoor de diverse Natura 2000-gebieden zijn aangewezen, zijn in de gebruiksfase op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

6.2.2 Effecten op soorten van bijlage II van de Habitatrichtlijn

De geplande ingreep vindt plaats buiten de begrenzing van de nabijgelegen Natura 2000-gebieden. Het plangebied (en directe omgeving) vormt geen geschikt habitat voor de soorten van bijlage II van de Habitatrichtlijn waarvoor de in de ruime omgeving van het plangebied gelegen Natura 2000-gebieden zijn aangewezen. Effecten op soorten van bijlage II van de Habitatrichtlijn als gevolg van externe werking zijn daarom niet aan de orde.

Negatieve effecten van de ingreep op soorten van bijlage II van de Habitatrichtlijn waarvoor de diverse Natura 2000-gebieden zijn aangewezen, zijn in de gebruiksfase op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

6.2.3 Effecten op Broedvogels

De geplande ingreep vindt plaats buiten de begrenzing van de nabijgelegen Natura 2000-gebieden. Het plangebied (en directe omgeving) vormt geen geschikt habitat voor broedvogelsoorten waarvoor de in de ruime omgeving van het plangebied gelegen Natura 2000-gebieden zijn aangewezen. Effecten op broedvogelsoorten als gevolg van externe werking zijn daarom niet aan de orde.

Negatieve effecten van de ingreep op broedvogelsoorten waarvoor de diverse Natura 2000-gebieden zijn aangewezen, zijn in de gebruiksfase op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

6.2.4 Effecten op Niet-broedvogels

Aanvaringsslachtoffers

Voor soorten waarvoor het Zuidlaardermeergebied en het Bargerveen als Natura 2000-gebieden zijn aangewezen en die tevens een relatie hebben met het plangebied (kleine zwaan, toendrarietgans en kolgans), zou een toename van sterfte als gevolg het gebruik van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer, een verstorend effect kunnen hebben op de grootte van de populaties in deze Natura 2000-gebieden. Om die reden is door middel van het Flux-Collision Model (zie bijlage 4) voor deze Natura 2000-soorten een soortspecifieke inschatting gemaakt van het aantal slachtoffers. Gezien de onzekerheden en noodzakelijkerwijs te maken extrapolaties, moet dit worden gezien als een worst-case schatting van de orde grootte en niet als een exacte voorspelling. Een overzicht van de gehanteerde getallen (o.a. aanvaringskansen) en aannames is opgenomen in paragraaf 5.1.2 in Jonkvorst *et al.* (2015b). Doordat voor het VKA een range aangehouden wordt voor zowel de ashoogte als de rotordiameter (zie tabel 2.1), is ten behoeve van de slachtofferberekeningen een VKA (min.) en een VKA (max.) opgenomen (tabel 6.1). De minimum variant betreft turbines met een hoge as (145 m) en een kleine rotor (112 m), de maximum variant betreft turbines met een lage as (119 m) en een grote rotor (131 m). De in het MER onderzochte VKA varianten vallen binnen deze range, de resultaten in tabel 6.1 gelden daarmee ook voor de in het MER onderzochte VKA varianten.

Het berekende aantal aanvaringsslachtoffers voor soorten met instandhoudingsdoelen voor het Natura 2000-gebied Zuidlaardermeergebied komt voor kleine zwaan voor alle varianten uit op <1 aanvaringsslachtoffer per jaar (tabel 6.1). Dit is te beschouwen als incidentele sterfte (oftewel 'een verwaarloosbare kleine kans op sterfte als gevolg van het project'⁷). Van de toendrarietganzen en de kolganzen die binding hebben met het Natura 2000-gebied Zuidlaardermeergebied, zal jaarlijks van beide soorten hooguit een tiental respectievelijk enkele individuen slachtoffer kunnen worden van een aanvaring met een windturbine in windpark De Drentse Monden – Oostermoer (tabel 6.1). Het merendeel van deze slachtoffers kunnen worden toegerekend aan het deelgebied Oostermoer. Het deelgebied De Drentse Monden ligt grotendeels buiten de actieradius van de ganzen uit het Zuidlaardermeer.

Van de toendrarietganzen die binding hebben met het Natura 2000-gebied Bargerveen zullen jaarlijks enkele individuen slachtoffer kunnen worden van een aanvaring met een windturbine in het deelgebied De Drentse Monden (tabel 6.1). Het deelgebied Oostermoer ligt buiten de actieradius voor rietganzen uit het Bargerveen.

⁷ Zie uitspraak van ABRS van 8 februari 2012 in zaaknr. 201100875/1/R2.

Tabel 6.1 Berekend aantal aanvaringsslachtoffers voor toendrarietgans, kolgans en kleine zwaan voor het VKA (twee varianten, zie tekst) van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer. In de tabel is onderscheid gemaakt naar slachtoffers onder rietganzen afkomstig uit het Bargerveen (slachtoffers alleen in deelgebied De Drentse Monden) en het Zuidlaardermeergebied (slachtoffers vooral in deelgebied Oostermoer). Berekeningen zijn uitgevoerd met het Flux-Collisionmodel (zie bijlage 4 en tekst voor toelichting).

alternatief	# turbines	totaal # slachtoffers toebedeeld aan Natura 2000-gebied:			
		Bargerveen rietgans	Zuidlaardermeer rietgans kolgans kleine zwaan		
VKA (min)	50	3	5	2	<1
VKA (max)	50	5	7	3	<1

Verstoring

Zoals in hoofdstuk 5 is weergegeven is de omgeving van het plangebied van belang als foerageergebied voor met name toendrarietgans, kolgans en kleine zwaan. Door de aanwezigheid van het beoogde Windpark De Drentse Monden - Oostermoer (en de mogelijk versturende werking van de windturbines) kan het agrarisch gebied in de directe omgeving van de windturbines minder geschikt worden als foerageergebied voor deze soorten. Dit betekent mogelijk een afname van het totale areaal aan potentieel beschikbaar leefgebied en draagkracht voor deze soorten. Dit heeft vervolgens mogelijk een effect op de nabijgelegen Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeergebied en Bargerveen dat o.a. voor toendrarietgans en of kleine zwaan is aangewezen.

In §9.3.2 in Jonkvorst *et al.* (2015b) is onderzocht hoe de afname van potentieel foerageergebied zich verhoudt tot het totaal aan potentieel beschikbaar foerageergebied in de ruime omgeving van beide Natura 2000-gebieden.

Uit de berekeningen van de alternatieven en varianten, binnen de bandbreedte van de uitgangspunten van het VKA, blijkt dat er in de regio een ruim overschot is aan potentiële foerageercapaciteit (tabel 9.4 in Jonkvorst *et al.* 2015b). Door de ruime marge aan overcapaciteit heeft het geen meerwaarde om dit verschil op soortniveau weer te geven. Voor de soorten toendrarietgans, kolgans en kleine zwaan treden geen wezenlijke versturende effecten op als gevolg van de geringe afname van ongestoord foerageergebied door het gebruik van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer. Het VKA bestaat uit minder turbines dan waar in de berekeningen van is uitgegaan, oftewel in alle situaties is sprake van een ruim overschot.

Barrièrewerking

In algemene zin is er sprake van een effectieve barrière als vogels door een windpark-opstelling hun voedsel- of rustgebied niet kunnen bereiken of dergelijke gebieden in belangrijke mate minder functioneel worden. In het voorkeursalternatief (VKA) is dit nauwelijks het geval. Binnen het windpark zijn voldoende mogelijkheden om uit te wijken (bijvoorbeeld gaten in de opstellingen in deelgebied Oostermoer, ruimte tussen lijnopstellingen in deelgebied De Drentse Monden) zonder dat dit tot grote energetische verliezen leidt. Hierdoor blijven belangrijke foerageergebieden (o.a. Hunzedal en akkerbouwgebieden ten oosten van het windpark) alsmede slaapplekken (o.a. Zuidlaardermeer, Veenhuizerstukken, vloeivelden) goed bereikbaar. Met name in deelgebied De Drentse Monden, kunnen noord-zuid (en vice versa) vliegbewegingen wel enige hinder ondervinden van de voornamelijk oost-west georiënteerde lijnopstellingen. Vogels zullen tot enkele kilometers moeten omvliegen als zij een of meerdere lijnopstellingen willen ontwijken, maar dit leidt niet tot het onbereikbaar worden van foerageer- of rustgebieden.

7 Beoordeling van effecten

In dit hoofdstuk wordt besproken of, in het kader van de Nbwet, door Windpark De Drentse Monden - Oostermoer significant negatieve effecten kunnen optreden op Natura 2000-gebieden. In §3.1 is het begrip significantie al nader toegelicht.

In hoofdstuk 4 is beargumenteerd dat alleen enkele niet-broedvogelsoorten (toendrarietgans, kolgans en kleine zwaan) uit het Natura 2000-gebied Zuidlaardermeergebied en de niet-broedvogelsoort toendrarietgans uit het Natura 2000-gebied Bargerveen een binding hebben met het plangebied. De effecten (verstoring en verslechtering) op deze vogelsoorten zijn beschreven in hoofdstuk 6 en worden hieronder in het kader van de Nbwet beoordeeld. De overige instandhoudingsdoelen voor de Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeergebied en Bargerveen en de soorten of habitats waarvoor instandhoudingsdoelen voor de overige Natura 2000-gebieden zijn opgesteld (zie bijlage 2) hebben geen relatie met het plangebied en ondervinden in geen geval effecten (verstoring of verslechtering) van de aanleg en het gebruik van Windpark De Drentse Monden – Oostermoer (zie hoofdstuk 4) en zijn daarom in dit kader niet relevant.

7.1 Beoordeling van effecten op habitattypen

Er vinden geen werkzaamheden plaats binnen de grenzen van een Natura 2000-gebied en er is geen sprake van relevante emissie van schadelijke stoffen naar lucht, water en/of bodem of van verandering in grond- en oppervlaktewateren. Verslechtering van de kwaliteit van natuurlijke habitats in nabijgelegen Natura 2000-gebieden als gevolg van de aanleg en het gebruik van Windpark De Drentse Monden – Oostermoer is op voorhand met zekerheid uitgesloten.

7.2 Beoordeling van effecten op soorten van Bijlage II van de Habitatrichtlijn

Van de nabijgelegen Natura 2000-gebieden is alleen het gebied Drentsche Aa-gebied aangewezen voor enkele soorten van bijlage II van de Habitatrichtlijn (zie §4.1). Deze soorten zijn over het algemeen gebonden aan deze Natura 2000-gebieden en komen niet of niet ver buiten deze gebieden. Er bestaat voor deze soorten geen relatie met het plangebied en verslechtering van de kwaliteit van de natuurlijke habitats van deze soorten in deze Natura 2000-gebieden als gevolg van de bouw en het gebruik van het windpark zijn op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

7.3 Beoordeling van effecten op broedvogels

Van de broedvogelsoorten, waarvoor de nabijgelegen Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeergebied en Bargerveen zijn aangewezen, heeft geen van de soorten een duidelijke binding met het plangebied (zie ook §4.1). Significant versturende effecten (inclusief sterfte) van de aanleg en het gebruik van Windpark De Drentse Monden -

Oostermoer op de broedpopulaties van deze soorten in de Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeergebied en Bargerveen zijn op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

7.4 Beoordeling van effecten op niet-broedvogels

Van de niet-broedvogelsoorten waarvoor de nabijgelegen Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeergebied en Bargerveen zijn aangewezen, hebben alleen de kleine zwaan, toendrarietgans en kolgans (Zuidlaardermeer) en toendrarietgans (Bargerveen) een duidelijke binding met het plangebied (zie hoofdstukken 4 en 5). Significant versturende effecten (inclusief sterfte) van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer op de overige Natura 2000-gebieden in de omgeving en de overige soorten niet-broedvogels van de Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeergebied en Bargerveen zijn op voorhand met zekerheid uit te sluiten (zie ook §4.1).

De realisatie van Windpark De Drentse Monden – Oostermoer heeft in het kader van de Nbwet in theorie dus mogelijk een effect op de populaties van kleine zwaan, toendrarietgans en kolgans die gebruik maken van slaappleaatsen in het Zuidlaardermeergebied en een effect op de populatie van toendrarietgans die gebruik maakt van slaappleaatsen in het Bargerveen. In beide gebieden geldt voor de relevante soorten een behoudsdoelstelling (behoud van omvang en kwaliteit leefgebied met een draagkracht voor in het aanwijzingsbesluit genoemde populaties).

Aanlegfase

In de aanlegfase is maatgevende verstoring (effect op draagkracht van het gebied) uitgesloten. In de aanlegfase zullen de versturende effecten voor deze soorten slechts tijdelijk van aard zijn en is er in de omgeving van zowel het Zuidlaardermeer als het Bargerveen voldoende alternatief foerageergebied beschikbaar waar de tijdelijk verstoorde zwanen en ganzen gebruik van kunnen maken. Significant versturende effecten van de aanleg van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer op de populaties van deze soorten in de Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeergebied en Bargerveen zijn op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

Toelichting

Wanneer de werkzaamheden in het winterhalfjaar uitgevoerd worden, zullen de kleine zwaan, toendrarietgans en kolgans, die beschermd zijn in het Zuidlaardermeergebied en de toendrarietgans die beschermd is in het Bargerveen, en die in het plangebied foerageren, tijdelijk en lokaal verstoord kunnen worden. De toendrarietgans kan in grote aantallen in (de omgeving van) het plangebied foerageren, de kleine zwaan en kolgans in kleinere aantallen. Voor de kleine zwaan gaat het hierbij om maximaal tientallen exemplaren, voor de kolgans om honderden exemplaren en voor de toendrarietgans om duizenden exemplaren. In §6.3.2 is aangevoerd dat in de ruime omgeving van zowel het Zuidlaardermeer als het Bargerveen en het plangebied een duidelijk surplus aan beschikbare foerageergebieden aanwezig is. Hierdoor zijn er voldoende alternatieve foerageerlocaties waar deze vogels gedurende de aanleg van het windpark tijdelijk naar kunnen uitwijken.

Gebruiksfase

In §6.2.3 is voor de gebruiksfase een overzicht gepresenteerd van de verwachte aantallen aanvaringsslachtoffers van de Natura 2000-soorten die een binding hebben met het plangebied van Windpark De Drentse Monden en Oostermoer. Voor kleine zwaan is beargumenteerd dat het om incidentele sterfte handelt (<1 exemplaar op jaarbasis voor het gehele windpark). Het is uit te sluiten dat dit van invloed kan zijn op behoud van de omvang van de betrokken populatie.

Voor toendrarietgans en kolgans worden op jaarbasis wel enkele slachtoffers berekend (tabel 7.1). Om te beoordelen of dergelijke aantallen aanvaringsslachtoffers onder de ganzen van invloed kan zijn op de populaties in de Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeergebied en Bargerveen, zijn eerst de bijbehorende 1%-mortaliteitsnormen bepaald (tabel 7.1).

Tabel 7.1 Berekend aantal aanvaringsslachtoffers voor toendrarietgans en kolgans die een binding hebben met het plangebied (zie ook §9.2.3) en 1%-mortaliteitsnorm van betrokken populaties. De 1%-mortaliteitsnormen zijn gebaseerd op recente aantalsschattingen van deze soorten in de Natura 2000-gebieden (zie paragraaf 3.1.2).

soort	slachtoffers	1%-norm	populatie
<i>Zuidlaardermeer</i>			
toendrarietgans	7-8	9,0	3.900
kolgans	1-3	16,4	5.850
<i>Bargerveen</i>			
toendrarietgans	8-12	53,2	23.113

In de gebruiksfase ligt het voorspelde aantal aanvaringsslachtoffers van de toendrarietgans en kolgans onder de 1%-mortaliteitsnorm van de betrokken populaties in de Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeergebied en Bargerveen (tabel 7.1) en mag dus gezien worden als een kleine hoeveelheid die niet van invloed zal zijn op behoud van de omvang van deze populaties. Significant versturende effecten (inclusief sterfte) van het gebruik van Windpark De Drentse Monden – Oostermoer op de populaties van kleine zwaan, toendrarietgans en kolgans in het Natura 2000-gebied Zuidlaardermeergebied en op de populaties van toendrarietgans in het Natura 2000-gebied Bargerveen zijn op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

Door **verstoring** in de gebruiksfase van het windpark kan een afname plaatsvinden van de foerageermogelijkheden voor ganzen en zwanen. Dit verstoringseffect zal echter niet leiden tot een afname van aantallen in (de ruime omgeving van) zowel het Zuidlaardermeergebied als het Bargerveen, omdat voor ganzen en zwanen voldoende alternatief foerageergebied in de omgeving van het Zuidlaardermeer en Bargerveen aanwezig zijn (zie §6.3.2). Significant versturende effecten van het gebruik van Windpark De Drentse Monden – Oostermoer op de populaties van deze soorten in de Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeergebied en Bargerveen zijn op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

In de geplande windparkopstelling bestaan voldoende mogelijkheden voor ganzen en zwanen om uit te wijken (bijvoorbeeld gaten in de opstellingen in windpark

Oostermoer, ruimte tussen lijnopstellingen in windpark De Drentse Monden) zonder dat dit tot grote energetische verliezen leidt. Effecten als gevolg van **barrièrewerking** zijn daarom beperkt tot hooguit enige hinder, maar dit leidt niet tot het onbereikbaar worden van foerageer- of rustgebieden. Significant versturende effecten van het gebruik van Windpark De Drentse Monden – Oostermoer op de populaties van deze soorten in de Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeergebied en Bargerveen zijn op voorhand met zekerheid uit te sluiten.

7.5 Samenvatting beoordeling van effecten

De realisatie van Windpark De Drentse Monden – Oostermoer heeft geen effecten op habitattypen of soorten van Bijlage II waarvoor Natura 2000-gebieden in de omgeving zijn aangewezen. Ook zijn er veel soorten broedvogels en niet-broedvogels waarvoor het optreden van effecten op voorhand kan worden uitgesloten omdat ze niet in het plangebied voorkomen (zie §4.1). Voor de resterende vogelsoorten (kleine zwaan, toendrarietgans en kolgans) is het totaaleffect van Windpark De Drentse Monden – Oostermoer verwaarloosbaar klein. Significant versturende effecten (inclusief sterfte) kunnen daarom, zonder inbegrip van cumulatieve effecten, met zekerheid worden uitgesloten (zie tabel 7.2).

Tabel 7.2 Samenvatting van de effectbeoordeling in het kader van de Nbwet van de realisatie van windpark De Drentse Monden – Oostermoer. n-brv = niet-broedvogel. 0/- = verwaarloosbaar klein effect. De scores representeren het totaaleffect op de populaties van soorten waarvoor de Natura 2000-gebieden Zuidlaardermeergebied en Bargerveen zijn aangewezen.

soort	broed- / niet-broedvogel	effect* aanlegfase	effect* gebruiksfase	significante effecten* uit te sluiten?
<i>Zuidlaardermeer</i>				
kleine zwaan	n-brv	0/-	0/-	ja
toendrarietgans	n-brv	0/-	0/-	ja
kolgans	n-brv	0/-	0/-	ja
<i>Bargerveen</i>				
toendrarietgans	n-brv	0/-	0/-	ja

* Verstoring en verslechtering, zie voetnoot 1 in hoofdstuk 3.

7.6 Cumulatie van effecten

Uit voorgaande blijkt dat als gevolg van het geplande Windpark De Drentse Monden – Oostermoer geen of hooguit verwaarloosbare effecten (in de vorm van verstoring, verslechtering is uitgesloten) zullen optreden op habitattypen en soorten waarvoor de nabijgelegen Natura 2000-gebieden zijn aangewezen.

Het totaaleffect van Windpark De Drentse Monden – Oostermoer op de populaties van de kleine zwaan, toendrarietgans en kolgans die gebruik maken van slaappleatsen in het Natura 2000-gebied Zuidlaardermeergebied en de populatie van toendrarietgans die gebruik maakt van slaappleatsen in het Natura 2000-gebied Bargerveen is dusdanig klein dat het in cumulatie met de effecten van andere plannen of projecten in de omgeving (ongeacht de grootte van deze effecten), nooit de

oorzaak kan zijn voor het optreden van significant verstorende effecten (inclusief sterfte).

Er zijn overigens op dit moment geen Nbwet-vergunde maar nog niet gerealiseerde projecten bekend, die de omvang en kwaliteit van de slaapplaatsen van kleine zwaan, toendrarietgans en kolgans in het Zuidlaardermeergebied en toendrarietgans in het Bargerveen aan zouden kunnen tasten. Significant verstorende effecten (inclusief sterfte) kunnen derhalve, ook met inbegrip van cumulatieve effecten, met zekerheid worden uitgesloten.

8 Conclusies en aanbevelingen

De realisatie van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer heeft geen effecten op habitattypen of soorten van Bijlage II waarvoor Natura 2000-gebieden in de omgeving zijn aangewezen. Ook zijn er veel soorten broedvogels en niet-broedvogels, waarvoor Natura 2000-gebieden in de omgeving zijn aangewezen, waarvoor het optreden van effecten op voorhand kan worden uitgesloten omdat deze soorten niet in het plan-gebied voorkomen. Voor de resterende vogelsoorten: kleine zwaan, toendrarietgans en kolgans uit het Natura 2000-gebied Zuidlaardermeergebied en toendrarietgans uit het Natura 2000-gebied Bargerveen is het totaaleffect van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer verwaarloosbaar klein. Significante versturende effecten (inclusief sterfte) kunnen daarom, met inbegrip van cumulatieve effecten, met zekerheid worden uitgesloten.

9 Literatuur

- Beuker, D., W. Lengkeek, R.C. Fijn & H.A.M. Prinsen, 2009. Duikeenden nabij Windpark Lely, Medemblik. Beknopt veldonderzoek naar gedrag en voedselbeschikbaarheid. Rapport 09-142, Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Boudewijn, T.J., G.J.D.M. Müskens, D. Beuker, R. van Kats, M.J.M. Poot & B.S. Ebbinge, 2009. Evaluatie opvangbeleid 2005-2008 overwinterende ganzen en smienten. Deelrapport 2. Verspreidingspatronen van foeragerende smienten. Alterra rapport 1841 / Rapport Bureau Waardenburg 08-090. Alterra, Wageningen / Bureau Waardenburg bv, Culemborg.
- Chamberlain, D.E., Rehfisch, M.R., Fox, A.D., Desholm, M. & Anthony, S.J. 2006. The effect of avoidance on bird mortality predictions made by wind turbine collision risk models. 148: 198-202.
- Dirksen, S., A.L. Spaans & J. van der Winden, 2007. Collision risks for diving ducks at semi-offshore wind farms in freshwater lakes: A case study. In: M. de Lucas, G.F.E. Janss & M. Ferrer (eds). Birds and wind farms. Risk Assessment and Mitigation. Blz. 275. Quercus. Madrid, Spain.
- Everaert, J., 2003. Windturbines en vogels in Vlaanderen: voorlopige onderzoeksresultaten en aanbevelingen. Oriolus(69): 145-155.
- Everaert, J. & E.W.M. Stienen, 2007. Impact of wind turbines on birds in Zeebrugge (Belgium). Significant effect on breeding tern colony due to collisions. Biodiversity and Conservation 16: 3345-3359.
- Fernley, J., Lowther, S. & Whitfield, P. 2006. A review of goose collisions at operating wind farms and estimation of the goose avoidance rate. Flintshire: Natural Research Ltd, West Coast Energy and Hyder Consulting.
- Fijn, R.C., K.L. Krijgsveld, H.A.M. Prinsen, W. Tijsen & S. Dirksen, 2007. Effecten op zwanen en ganzen van het ECN windturbines testpark in de Wieringermeer. Aanvaringsrisico's en verstoring van foeragerende vogels. Rapport 07-094, Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Fijn, R.C., K.L. Krijgsveld, W. Tijsen, H.A.M. Prinsen & S. Dirksen, 2012. Habitat use, disturbance and collision risks for Bewick's Swans *Cygnus columbianus* wintering near a wind farm in the Netherlands. Wildfowl 62: 97-116.
- Hornman, M., F. Hustings, K. Koffijberg, R. Kleefstra, O. Klaassen, E. Van Winden, SOVON Ganzen- en Zwanenwerkgroep & L. Soldaat, 2012. Watervogels in Nederland in 2009/2010. SOVON-rapport 2012/02, Waterdienst-rapport BM 12.06. SOVON Vogelonderzoek Nederland, Nijmegen.
- Van der Hut, R.G.M., M. Kersten, F. Hoekema & A. Brenninkmeijer, 2007. Kustvogels in het Wadden- en Deltagebied. Verspreidingskaarten van kustvogels voor het calamiteitensysteem CALAMARIS. A&W-rapport 907. Bureau Altenburg & Wymenga, Veenwouden.
- Jonkvorst, R.J., R.R. Smits & H.A.M. Prinsen, 2015a. Vliegbewegingen van ganzen en zwanen in Oost-Drenthe. Vliegroutes in de omgeving van de geplande windparken Drentse Monden en Oostermoer in winter 2011/2012 en 2014/2015. Rapport 12-061, Bureau Waardenburg bv, Culemborg.
- Jonkvorst, R.J., F. van Vliet, H.A.M. Prinsen & R.R. Smits. 2015b. Natuurtoets voor Windpark De Drentse Monden - Oostermoer, provincie Drenthe. Achtergrondrapport bij het MER. Rapport 13-139, Bureau Waardenburg bv, Culemborg.

- Jonkvorst, R.J. & H.A.M. Prinsen. 2015c. Natuurtoets van voorkeursalternatief Windpark De Drentse Monden - Oostermoer, provincie Drenthe. Notitie d.d 7 juli 2015. Bureau Waardenburg bv, Culemborg.
- Koffijberg, K., B. Voslamber & E. van Winden, 1997. Ganzen en zwanen in Nederland. Overzicht van pleisterplaatsen in de periode 1985-94. SOVON/IKC Natuurbeheer, Beek-Ubbergen.
- Krijgsveld, K.L., K. Akershoek, F. Schenk, F. Dijk & S. Dirksen, 2009. Collision risk of birds with modern large wind turbines. *Ardea* 97(3): 357-366.
- Lensink, R. & M. van der Valk, 2013. Effecten van luchtvaartverlichting aan windturbines op vogels en vleermuizen. Notitie in project 12-278. Bureau Waardenburg bv, Culemborg.
- Lensink, R. & P.W. van Horssen, 2012. Een matrixmodel om effecten op een populatie te voorspellen van slachtoffers door windturbines. Rapport 11-198, Bureau Waardenburg bv, Culemborg.
- Plonczkier, P. & I.C. Simms, 2012. Radar monitoring of migrating pink-footed geese: behavioural responses to offshore wind farm development. *Journal of Applied Ecology* 49: 1187–1194.
- Poot, M.J.M., I. Tulp, L.M.J. van den Bergh, H. Schekkerman & J. van der Winden, 2001. Effect van mist-situaties op vogelvlieggedrag bij het windpark Eemmeerdiijk. Zijn er aanwijzingen voor verhoogde aanvaringsrisico's? Rapport 01-072. Bureau Waardenburg bv, Culemborg.
- Schekkerman, H., L.M.J. van de Bergh, K. Krijgsveld & S. Dirksen, 2003. Effecten van moderne, grote windturbines op vogels. Onderzoek naar verstoring van watervogels bij het windpark Eemmeerdiijk. Alterra, Wageningen.
- Steendam, H., 2010. Rietgans, taigarietgans en toendrarietgans in extra winteruitgave van Drentse Vogels. *Drentse Vogels* 24: 25-28. Werkgroep Avifauna Drenthe.
- Steunpunt Natura 2000 (2010). Leidraad bepaling significantie. Nadere uitleg van het begrip 'significante gevolgen' uit de Natuurbeschermingswet. versie 27 mei 2010. RegieBureau Natura 2000, Utrecht.
- Tulp, I., H. Schekkerman, J.K. Larsen, J. van der Winden, R.J.W. van de Haterd, P.W. van Horssen, S. Dirksen & A.L. Spaans, 1999. Nocturnal flight activity of sea ducks near the wind park Tunø Knob in the Kattegat. Rapport 99.64. Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Verbeek, R.G., D. Beuker, J.C. Hartman & K.L. Krijgsveld, 2012. Monitoring vogels Windpark Sabinapolder. Onderzoek naar aanvaringssslachtoffers. Rapport 11-189, Bureau Waardenburg, Culemborg.
- van der Vliet, R.E., J. Tilborghs & W. Heijligers. 2011. Maximale foerageerstanden op een rij gezet voor 97 beschermde vogelsoorten. *Toets* 01/2011; 18(4):6-10.
- Voslamber, B., E. van Winden & K. Koffijberg, 2004. Atlas van ganzen, zwanen en Smienten in Nederland. SOVON-onderzoeksrapport 2004/08. SOVON Vogelonderzoek Nederland, Beek-Ubbergen.
- Winkelman, J.E., 1989. Vogels en het windpark nabij Urk (NOP): aanvaringssslachtoffers en verstoring van pleisterende eenden, ganzen en zwanen. RIN-rapp. 89/15. RIN, Arnhem.
- Winkelman, J.E., 1992. De invloed van de Sep-proefwindcentrale te Oosterbierum (Fr.) op vogels. 1. Aanvaringssslachtoffers. RIN-app. 92/2. IBN-DLO, Arnhem.

Bijlage 1 Wettelijk kader

1.1 Inleiding

In deze bijlage worden de wettelijke kaders voor ecologische beoordelingen van ruimtelijke ingrepen en andere handelingen beschreven. In de natuurbeschermingswetgeving wordt een onderscheid gemaakt tussen soortenbescherming en gebiedsbescherming. De soortenbescherming is in Nederland verankerd in de Flora- en faunawet (in deze rapportage niet van toepassing), de gebiedsbescherming in de Natuurbeschermingswet 1998 (§ 1.2). Met deze wetten geeft Nederland invulling aan de Europese Vogel- en Habitatrichtlijnen.

1.2 Natuurbeschermingswet 1998

De Natuurbeschermingswet 1998 (kortweg: Nbwet) heeft tot doel het beschermen en instandhouding van bijzondere gebieden in Nederland. De belangrijkste zijn Natura 2000-gebieden en beschermd natuurmonumenten.

Beheerplan

H

Beheerplan van Natura 2000-gebieden

^aArtikel 19a lid 1: Gedeputeerde staten stellen voor een gebied een beheerplan vast
b waarin wordt beschreven welke instandhoudingsmaatregelen getroffen
i dienen te worden en op welke wijze. Tevens kan het beheerplan
t beschrijven welke handelingen en ontwikkelingen in het gebied en
a daarbuiten het bereiken van de instandhoudingsdoelstelling niet in gevaar
t brengen, mede gelet op de instandhoudingsmaatregelen die worden
t getroffen.

^olid 3: Tot de inhoud van een beheerplan behoren ten minste
e a. een beschrijving van de beoogde resultaten met het oog op het behoud
t of herstel van natuurlijke habitats en populaties van wilde dier- en
s plantensoorten in een gunstige staat van instandhouding in het
v aangewezen gebied mede in samenhang met het bestaande gebruik in
o dat gebied en, voor zover relevant voor het bereiken van de
o instandhoudingsdoelstelling, daarbuiten
r b. een overzicht op hoofdlijnen van de noodzakelijke maatregelen met het
oog op de onder a bedoelde resultaten.

lid 10: Voor zover er in een beheerplan projecten worden opgenomen die niet direct verband houden met of nodig zijn voor het beheer van een Natura 2000-gebied maar die afzonderlijk of in combinatie met andere plannen of projecten significante gevolgen kunnen hebben voor het desbetreffende gebied, wordt het beheerplan eerst vastgesteld nadat gedeputeerde staten een passende beoordeling hebben gemaakt van de gevolgen voor het gebied, waarbij rekening wordt gehouden met de instandhoudingsdoelstelling van dat gebied, en is voldaan aan de voorwaarden, genoemd in de artikelen 19g en 19h.

Habitattoets voor activiteiten in of nabij Natura 2000-gebieden

In de habitattoets dient onderzocht te worden of een activiteit, gelet op de instandhoudingsdoelstellingen, negatieve effecten voor een Natura 2000-gebied kan hebben en zo ja of deze gevolgen significant kunnen zijn. In beginsel dient dit plaats te vinden door middel van een passende beoordeling. Om procedurele redenen kan er voor worden gekozen om een oriëntatiefase – soms ook wel ‘voortoets’ genoemd – te doorlopen. De inhoudelijke studie is in grote lijnen identiek. De oriëntatiefase kan leiden tot de conclusie dat een passende beoordeling noodzakelijk is als significante effecten niet op voorhand kunnen worden uitgesloten. In de passende beoordeling kan aanvullend onderzoek uitgevoerd worden, er kunnen in de passende beoordeling ook mitigerende maatregelen opgenomen worden die er voor zorgen dat significante effecten met zekerheid zijn uit te sluiten.

In een ‘oriëntatiefase’ of ‘passende beoordeling’ worden de effecten apart en in samenhang met die van andere plannen en projecten (‘cumulatieve effecten’) beoordeeld. In de oriëntatiefase dient de beoordeling plaats te vinden zonder de mitigerende maatregelen mee te wegen, al kan het zinvol zijn de mitigatiemogelijkheden vast in beeld te brengen.

De toetsen kunnen de volgende uitkomsten hebben.

- Er treden met zekerheid geen effecten op; er is geen vergunning op grond van de NBwet nodig en evenmin aanvullende maatregelen. Wel wordt aanbevolen de conclusies van dit onderzoek aan het bevoegd gezag voor te leggen.
- Significant negatieve effecten kunnen niet worden uitgesloten. Voor activiteiten die (mogelijk) een significant hebben is een vergunning nodig, die kan worden aangevraagd op basis van een “passende beoordeling” en na het doorlopen van de ADC-toets. Vooroverleg met het bevoegd gezag is noodzakelijk.
- Er zijn (mogelijk) wel effecten, maar die zijn beperkt en zeker niet significant, bepaalt het bevoegd gezag of er vergunning nodig is. In de vergunningsvoorschriften kunnen maatregelen worden opgelegd om negatieve effecten te verminderen of te voorkomen. Deze maatregelen zijn niet nodig om significante effecten te voorkomen.

Het verdient altijd aanbeveling de uitkomsten van de toets met het bevoegd gezag te bespreken.

Als significante effecten niet kunnen worden uitgesloten mag een vergunning alleen worden verleend als er voldaan is aan alle drie onderstaande ADC-criteria:

- Er zijn geen geschikte Alternatieven.
- Er is sprake van Dwingende redenen van groot openbaar belang, waaronder redenen van sociale en economische aard.
- Er is voorzien in exacte en tijdige Compensatie.

Habitattoets: de toetsing van projecten en plannen volgens de Nbwet (verkort)

Artikel 19d, lid1: Het is verboden zonder vergunning (...) projecten te realiseren of andere handelingen te verrichten die gelet op de instandhoudingsdoelstelling (...) de kwaliteit van de natuurlijke habitats en de habitats van soorten in een Natura 2000-gebied kunnen verslechteren of een significant verstoring effect kunnen hebben op de soorten waarvoor het gebied is aangewezen. Zodanige projecten of andere handelingen zijn in ieder geval projecten of handelingen die de natuurlijke kenmerken van het desbetreffende gebied kunnen aantasten.

Artikel 19e: [Het bevoegd gezag] houdt bij het verlenen van een vergunning rekening

- a. met de gevolgen die een project of andere handeling, waarop de vergunningaanvraag betrekking heeft, gelet op de instandhoudingsdoelstelling, kan hebben voor een Natura 2000-gebied;
- b. met een vastgesteld beheerplan, en
- c. vereisten op economisch, sociaal en cultureel gebied, alsmede regionale en lokale bijzonderheden.

Artikel 19f, lid1: Voor projecten die niet direct verband houden met of nodig zijn voor het beheer van een Natura 2000-gebied maar die afzonderlijk of in combinatie met andere projecten of plannen significante gevolgen kunnen hebben voor het desbetreffende gebied, maakt de initiatiefnemer een passende beoordeling van de gevolgen voor het gebied waarbij rekening wordt gehouden met de instandhoudingsdoelstelling van dat gebied.

Artikel 19g, lid 1: Indien een passende beoordeling is voorgeschreven kan een vergunning slechts worden verleend indien [het bevoegd gezag] zich op grond van de passende beoordeling ervan heeft verzekerd dat de natuurlijke kenmerken van het gebied niet zullen worden aangetast.

lid 2: Bij ontstentenis van alternatieve oplossingen voor een project kan [het bevoegd gezag] ten aanzien van Natura 2000-gebieden waar geen prioritair type natuurlijke habitat of prioritaire soort voorkomt, een vergunning voor het realiseren van het desbetreffende project slechts verlenen om dwingende redenen van groot openbaar belang, met inbegrip van redenen van sociale of economische aard.

lid 3: Ten aanzien van Natura 2000-gebieden waar een prioritair type natuurlijke habitat of een prioritaire soort voorkomt, kan [het bevoegd gezag] bij ontstentenis van alternatieve oplossingen voor een project of andere handeling een vergunning slechts verlenen:

- a. op argumenten die verband houden met de menselijke gezondheid, de openbare veiligheid of voor het milieu wezenlijke gunstige effecten of
- b. na advies van de Commissie van de Europese Gemeenschappen om andere dwingende redenen van groot openbaar belang.

Artikel 19h, lid 1: Indien een vergunning om dwingende redenen van groot openbaar belang wordt verleend voor projecten, waarvan niet met zekerheid vaststaat dat die de natuurlijke kenmerken van het Natura 2000-gebied niet aantasten, verbindt [het bevoegd gezag] aan die vergunning in ieder geval het voorschrift inhoudende de verplichting compenserende maatregelen te treffen.

N.B. Het bevoegd gezag is meestal gedeputeerde staten van plaats waar het project plaatsvindt, maar soms is dat de minister van EZ.

Artikel 19j, lid1: Een bestuursorgaan houdt bij het nemen van een besluit tot het vaststellen van een plan dat, gelet op de instandhoudingsdoelstelling voor een Natura 2000-gebied, de kwaliteit van de natuurlijke habitats en de habitats van soorten in dat gebied kan verslechteren of een significant verstoring effect kan hebben op de soorten waarvoor het gebied is aangewezen rekening

- a. met de gevolgen die het plan kan hebben voor het gebied, en
- b. met het voor dat gebied vastgestelde beheerplan.

lid 2: Voor plannen, die niet direct verband houden met of nodig zijn voor het beheer van een Natura 2000-gebied, maar die afzonderlijk of in combinatie met andere plannen of projecten significante gevolgen kunnen hebben voor het desbetreffende gebied, maakt het bestuursorgaan een passende beoordeling van de gevolgen voor het gebied waarbij rekening wordt gehouden met de instandhoudingsdoelstelling.

Cumulatieve effecten

In het onderzoek naar cumulatieve effecten, wordt het effect van het onderhavige plan of project in combinatie met andere ingrepen in beeld gebracht. Met andere woorden: in een studie naar de cumulatieve effecten dienen alle activiteiten (bestaand gebruik, nieuwe projecten) en plannen te worden betrokken, die op dezelfde instandhoudingsdoelstellingen negatieve effecten kunnen hebben als het eigen project/plan. Het doet daarbij in beginsel niet ter zake of er een verband is tussen het eigen project/plan en de andere projecten en plannen, of dat de effecten tijdelijk zijn of (naar verwachting) slechts beperkt van omvang zijn.

Significantie

Van significante effecten kan sprake zijn als ten gevolge van menselijk handelen het verwezenlijken van de instandhoudingsdoelen sterk wordt bemoeilijkt of onmogelijk wordt gemaakt. Dat is in ieder geval zo, als het oppervlak van een habitatype of een leefgebied of de kwaliteit van habitatype of leefgebied of de omvang van een populatie lager wordt dan genoemd in de instandhoudingsdoelen in het aanwijzingsbesluit. In de Leidraad bepaling Significantie wordt het begrip 'significante gevolgen' toegelicht.

Externe werking

Ook activiteiten buiten het Natura 2000-gebied kunnen vergunningplichtig zijn als die activiteiten negatieve effecten op de instandhoudingsdoelen voor het gebied (kunnen) veroorzaken. Dit wordt de 'externe werking' van de bescherming genoemd.

Bestaand gebruik

Bestaand gebruik volgens de Nbwet is gebruik dat op 31 maart 2010 bekend is, of redelijkerwijs bekend had kunnen zijn bij het bevoegd gezag. Bestaand gebruik dat zeker geen significante gevolgen voor een Natura 2000-gebied heeft, kan zonder vergunning worden voortgezet. Als significante effecten niet kunnen worden uitgesloten is een vergunning nodig.

□ Artikel 19d, lid 2: Het verbod, bedoeld in het eerste lid, is niet van toepassing op het
B realiseren van projecten of het verrichten van andere handelingen,
e waaronder bestaand gebruik, alsmede de wijzigingen daarvan,
s overeenkomstig een beheerplan.

lid 4: Het verbod, bedoeld in het eerste lid, is niet van toepassing op bestaand
h gebruik, behoudens indien dat gebruik een project is dat niet direct verband
e houdt met of nodig is voor het beheer van een Natura 2000-gebied maar dat
r afzonderlijk of in combinatie met andere projecten of plannen significante
m gevolgen kan hebben voor het desbetreffende Natura 2000-gebied.
d

Beschermde natuurmonumenten

Het is niet toegestaan (zonder vergunning) handelingen te verrichten die het natuurschoon of de natuurwetenschappelijke waarde van beschermde natuurmonumenten aantasten. De toetsing voor beschermde natuurmonumenten is tamelijk licht. Er hoeft

bijvoorbeeld geen sprake te zijn van een (dwingende) reden van groot openbaar belang, er is geen verplichte alternatievenafweging en geen compensatieplicht. Dit lichte toetsingskader is ook van toepassing op de zogenaamde “oude doelen”, de doelen op het gebied van natuurschoon en natuurwetenschappelijke betekenis van (voormalige) staats- en beschermde natuurmonumenten, die zijn opgegaan in de nieuwe Natura 2000-gebieden.

Zorgplicht

Artikel 19I legt aan iedereen een zorgplicht voor beschermde natuurgebieden op. Deze zorg houdt in ieder geval in dat ieder die weet of redelijkerwijs kan vermoeden dat een handeling nadelige gevolgen heeft, verplicht is die handeling achterwege te laten of, als dat redelijkerwijs niet kan worden gevergd, eventuele gevolgen zoveel mogelijk te beperken of ongedaan te maken. De nadelige handelingen hebben betrekking op de instandhoudingsdoelen in het geval van een Natura 2000-gebied en op de wezenlijke kenmerken in het geval van een beschermd natuurmonument.

1.3 Wabo en omgevingsvergunning

De Wabo voegt een groot aantal (circa 25) vergunningen, ontheffingen en andere toestemmingen samen tot één omgevingsvergunning. De omgevingsvergunning is nodig voor het uitvoeren van ruimtelijke ingrepen, zoals sloop, bouw, aanleg en gebruik, als die een plaatsgebonden karakter hebben en dat van invloed kunnen zijn op de “fysieke leefomgeving”. Dit omvat alle fysieke waarden in de leefomgeving, zoals milieu, natuur, landschappelijke en cultuur-historische waarden.

Als hoofdregel kent de Wabo het bevoegd gezag toe aan B&W van de gemeente waar het project (in hoofdzaak) zal worden uitgevoerd. Voor projecten van provinciaal belang kunnen GS het bevoegd gezag zijn, voor projecten van nationaal belang een minister.

De ontheffing Flora- en faunawet en de vergunning Natuurbeschermingswet 1998, die voor een ruimtelijke ingreep nodig kunnen zijn, kunnen worden “aangehaakt” bij de omgevingsvergunning. Dat wil zeggen dat bij een aanvraag voor een omgevingsvergunning ook een toetsing aan Ffwet en/of Nbwet moet worden gevoegd. De aanvraag wordt dan aan het bevoegde gezag (Ffwet: minister van EZ; Nbwet: Gedeputeerde Staten of minister van EZ) voorgelegd. Die zal dan toestemming geven in de vorm van een Verklaring van geen bedenkingen (Vvgb). De inhoudelijke toetsing zal niet veranderen.

Op aanvragen voor een omgevingsvergunning, die mede betrekking hebben op Flora- en faunawet en/of Natuurbeschermingswet 1998 is de uitgebreide voorbereidingsprocedure van toepassing.

Overigens kan een ontheffing Ffwet of vergunning Nbwet ook los van de omgevingsvergunning worden aangevraagd. Dat dient dan wel te gebeuren vóórdat de omgevingsvergunning wordt aangevraagd.

Literatuur

Ministerie van LNV, 2005a. Algemene Handreiking Natuurbeschermingswet 1998. Ministerie van LNV, Den Haag.

omgevingsvergunning.vrom.nl/

Steunpunt Natura 2000 (2010). Leidraad bepaling significantie. Nadere uitleg van het begrip 'significante gevolgen' uit de Natuurbeschermingswet. versie 27 mei 2010. RegieBureau Natura 2000, Utrecht.

Steunpunt Natura 2000 (2007). Toepassing begrippenkader Natuurbeschermingswet 1998. Intern werkdocument voor opstellers beheerplannen Natura 2000 en vergunningverleners Nb-wet. RegieBureau Natura 2000, Utrecht.

Steunpunt Natura 2000 (2008). Aanvulling op 'Toepassing begrippenkader Nb-wet '98' • Bestaand gebruik • Externe Werking. Intern werkdocument voor opstellers beheerplannen Natura 2000 en vergunningverleners Nb-wet. RegieBureau Natura 2000, Utrecht.

Bijlage 2 Essentietabellen van nabijgelegen Natura 2000-gebieden

In deze bijlage zijn de lijsten opgenomen met alle soorten en/of habitattypen en/of lijsten met broedvogelsoorten en niet-broedvogelsoorten waarvoor het Natura 2000-gebied is aangewezen. Deze zogenoemde essentietabellen zijn rechtstreeks overgenomen van de website van het Ministerie van EZ.

Per soort en habitatype is een oordeel gegeven over de landelijke staat van instandhouding. Deze beoordeling is afkomstig uit de profielen/doelendocument. Tevens is het belang van het gebied aangegeven.

Op grond van de staat van instandhouding en het relatief belang van soorten en habitattypen zijn de belangrijkste verbeteropgaven en doelen op landelijk niveau vastgesteld. Deze landelijke doelen vormen de kaders voor de formulering van instandhoudingsdoelen op gebiedsniveau. Zo is uiteindelijk per Natura 2000-gebied de instandhoudingsdoelstelling wat betreft de oppervlakte en kwaliteit van het gebied weergegeven. De gebiedsdoelen zijn geformuleerd in termen van behoud, verbetering van de kwaliteit en uitbreiding verspreiding.

Soorten die cursief zijn weergegeven in onderstaande tabellen kennen een complimentair doel voor het betreffende Natura 2000-gebied.

Essentietabel Natura 2000-gebied 020. Zuidlaardermeergebied

Kernopgaven

	Opgave landschappelijke samenhang en interne complexiteit (Meren en moerassen)	Behoud en herstel van samenhang tussen slaapplekken en foerageergebieden in het bijzonder voor grasetende watervogels en meervleermuizen (de belangrijkste kraamkamerfunctie en slaapfunctie van de meervleermuis ligt vooral in gebouwen buiten de Natura 2000 gebieden). Voor afgesloten zeearmen en randmeren behoud van de specifieke betekenis van de verschillende onderdelen voor habitattypen en vogels. Herstel van mozaïek van verlandingsstadia van open water tot moerasbos en herstel van gradiënt watertypen (inclusief brak) met name in het deellandschap Laagveen.
4.11	Plas-dras situaties	Plas-dras situaties voor smienten A050 en broedvogels zoals porseleinhoen A119 en kempfaan A151, kwartelkoning A122 en noordse woelmuis *H1340.
4.12	Overjarig riet	Herstel van grote oppervlakten/brede zones overjarig riet, inclusief waterriet, door herstel van natuurlijke peildynamiek en tegengaan verdroging door rietmoerasvogels, zoals roerdomp A021, purperreiger A029, snor A292, grote karekiet A298 en voor de noordse woelmuis *H1340.

Instandhoudingsdoelstellingen

Habitatoorten		SVI Landelijk	Doelst. Opp.vl.	Doelst. Kwal.	Doelst. Pop.	Draagkracht aantal vogels	Draagkracht aantal paren	Kernopgaven
H1145	<i>Grote modderkruiper</i>	-	>	>	>			
Broedvogels								
A021	Roerdomp	--	=	=			5	4.12.W
A119	Porseleinhoen	--	>	>			15	4.11.W
A295	Rietzanger	-	=	=			200	
Niet-broedvogels								
A037	Kleine Zwaan	-	=	=		4		
A039b	Toendrarietgans					210		
A041	Kolgans	+	=	=		630 foer/ 10100 slaap		
A050	Smient	+	=	=		2700		4.11.W
A056	Slobeend					120		

W	Kernopgave met wateropgave
	Sense of urgency: beheeropgave
	Sense of urgency opgave m.b.t. watercondities
SVI landelijk	Landelijke Staat van Instandhouding (-- zeer ongunstig; - matig ongunstig, + gunstig)
=	Behoudsdoelstelling
>	Verbeter- of uitbreidingsdoelstelling
=(<)	Ontwerp-aanwijzingsbesluit heeft 'ten gunste van' formulering



Essentietabel Natura 2000-gebied 025. Drentsche Aa-gebied

Kernopgaven

	Opgave landschappelijke samenhang en interne complexiteit (Beekdalen)	Versterken van de functionele samenhang van de Natura 2000 gebieden met hun omgeving ten behoeve van duurzame instandhouding en ter vergroting van de algemene biodiversiteit. Onder andere door herstel natuurlijke waterstromen en –standen, zowel grondwater als oppervlaktewater van goede kwaliteit, en op termijn herstel van overstromingsdynamiek. Binnen de Natura 2000 gebieden herstel van gradiënten en mozaïeken van verschillende onderdelen met name t.b.v. kalkmoerassen, blauwgraslanden en vochtige alluviale bossen.
5.02	Herstel Beeklopen	Herstel beeklopen met natuurlijke morfologie, dynamiek en waterkwaliteit, op landschapsschaal, o.a. t.b.v. op het gebied H1037, beekprik H1096, rivierprik H1099, rivieronderpad H1160 met name: Drentsche Aa, Swalm, Dinkel en Roer.
5.03	Kalkmoerassen en trilvenen	Herstel kwaliteit en uitbreiding areaal van kalkmoerassen H7290 en overgangs- en trilvenen (trilvenen) H7140_A, in mozaïek met schraalgraslanden.
5.06	Beekdalflanken	Ontwikkelen van kleinschalige mozaïeken van heischrale graslanden *H6230 en blauwgraslanden H6410 met andere beekdalgraslanden en met vochtige heiden (hogere zandgronden) H4010_A op de beekdalflank t.b.v. herpetofauna en insecten.
5.07	Vochtige alluviale bossen	Herstel kwaliteit en vergroting areaal vochtige alluviale bossen (essen-ipeenbossen) *H91E0_B en (beekbegeleidende bossen) *H91E0_C en behoud leefgebied vogelsoorten H1018.
6.05	Natte heiden	Kwaliteitsverbetering en vergroting oppervlakte vochtige heiden H4010 en pioniervegetaties met snavelbloezen H7150 en actieve hoogvenen (heideveentjes) *H7110_B.
6.08	Structuurrijke droge heiden	Vergroting areaal stuifzandheiden met struikhei H2310, binnenlandse kraaiheibegroeiingen H2320, droge heiden H4030 en zandverstuivingen H2330 en verbeteren van de kwaliteit door vergroting van de variatie in structuur en ontwikkeling van geleidelijke overgangen met bos, mede t.b.v. vogelsoorten als dunriepje A255, kormoer A107, nachtzwaluw A229, draaihalv A233 en ruispui A277.
6.13	Oude eikenbossen	Behoud areaal oude eikenbossen (H9190, m.n. strubbebossen) en verbeteren kwaliteit, ook als habitats voor yliegend herf H1083.

Instandhoudingsdoelstellingen

Habitattypen	SVI Landelijk	Doelst. Opp.vl.	Doelst. Kwal.	Doelst. Pop.	Draagkracht aantal vogels	Draagkracht aantal paren	Kernopgaven
H2310	Stuifzandheiden met struikhei	--	>	>			6.08
H2320	Binnenlandse kraaiheibegroeiingen	-	=	>			6.08
H3160	Zure vennen	-	=	>			
H3260A	Beken en rivieren met waterplanten (waterranonkels)	-	>	>			
H4010A	Vochtige heiden (hogere zandgronden)	-	>	>			5.06, -W, 6.05,W
H4030	Droge heiden	--	=	=			6.08
H5130	Jeneverbesstruwelen	-	=	>			
H6230	*Heischrale graslanden	--	>	>			5.06, -W
H6410	Blauwgraslanden	--	>	>			5.06, -W
H7110B	*Actieve hoogvenen (heideveentjes)	--	=	>			6.05,W
H7140A	Overgangs- en trilvenen (trilvenen)	--	>	>			5.03,W
H7140B	Overgangs- en trilvenen (veenmosrietlanden)	-	>	>			
H7150	Pioniervegetaties met snavelbloezen	-	=	=			6.05,W
H9160A	Eiken-haagbeukenbossen (hogere zandgronden)	--	>	>			
H9190	Oude eikenbossen	-	=	=			6.13
H91D0	*Hoogveenbossen	-	>	>			
H91E0C	*Vochtige alluviale bossen (beekbegeleidende bossen)	--	>	>			5.07,W
Habitatsoorten							
H1099	Rivierprik	-	=	=	>		5.02,W
H1134	Bittervoorn	-	= (-)	=			
H1145	Grote modderkruiper	-	=	=			
H1149	Kleine modderkruiper	+	=	=			
H1166	Kamsalamander	-	>	>	>		
Broedvogels							
A153	Watersnip	--	=	=		100	
A275	Paapje	--	>	>		10	
A338	Grauwe Klauwier	--	>	>		10	

- W** Kernopgave met wateropgave
-  Sense of urgency: beheeropgave
-  Sense of urgency opgave m.b.t. watercondities
- SVI landelijk** Landelijke Staat van Instandhouding (-- zeer ongunstig; - matig ongunstig, + gunstig)
- =** Behoudsdoelstelling
- >** Verbeter- of uitbreidingsdoelstelling
- =(<)** Ontwerp-aanwijzingsbesluit heeft 'ten gunste van' formulering

Essentietabel Natura 2000-gebied 026. Drouwenerzand

Kernopgaven

- 6.08 **Structuurrijke droge heiden** Vergroting areaal stuifzandheiden met struikhei H2310, binnenlandse kraaiheibegroeiingen H2320, droge heiden H4030 en zandverstuivingen H2330 en verbeteren van de kwaliteit door vergroting van de variatie in structuur en ontwikkeling van geleidelijke overgangen met bos, mede t.b.v. vogelsoorten als slunpieper A255, korhoen A107, nachtzwaluw A224, draaihalz A253 en lapuit A277.
- 6.11 **Jeneverbesstruwelen** Behoud areaal en kwaliteitsverbetering jeneverbesstruwelen H5130, verjonging stimuleren.

Instandhoudingsdoelstellingen

Habitattypen		SVI Landelijk	Doelst. Opp.vl.	Doelst. Kwal.	Doelst. Pop.	Draagkracht aantal vogels	Draagkracht aantal paren	Kernopgaven
H2310	Stuifzandheiden met struikhei	--	=	>				6.08
H2320	Binnenlandse kraaiheibegroeiingen	-	=	=				6.08
H2330	Zandverstuivingen	--	=	=				6.08
H4010A	Vochtige heiden (hogere zandgronden)	-	=	=				
H5130	Jeneverbesstruwelen	-	=	>				6.11
H9190	Oude eikenbossen	-	=	>				

- W** Kernopgave met wateropgave
 Sense of urgency: beheeropgave
 Sense of urgency opgave m.b.t. watercondities
SVI landelijk Landelijke Staat van Instandhouding (-- zeer ongunstig; - matig ongunstig, + gunstig)
= Behoudsdoelstelling
> Verbeter- of uitbreidingsdoelstelling
=(<) Ontwerp-aanwijzingsbesluit heeft 'ten gunste van' formulering

Essentietabel Natura 2000-gebied 028. Elperstroomgebied

Kernopgaven

- Opgave landschappelijke samenhang en interne compleetheid (Beekdalen)** Versterken van de functionele samenhang van de Natura 2000 gebieden met hun omgeving ten behoeve van duurzame instandhouding en ter vergroting van de algemene biodiversiteit. Onder andere door herstel natuurlijke waterstromen en -standen, zowel grondwater als oppervlaktewater van goede kwaliteit, en op termijn herstel van overstromingsdynamiek. Binnen de Natura 2000 gebieden herstel van gradiënten en mozaïeken van verschillende onderdelen met name t.b.v. kalkmoerassen, blauwgraslanden en vochtige alluviale bossen.
- 5.03 **Kalkmoerassen en trilvenen** Herstel kwaliteit en uitbreiding areaal van kalkmoerassen H7230 en overgangs- en trilvenen (Inlvenen) H7140_A, in mozaïek met schraalgraslanden.
- 5.06 **Beekdalflanken** Ontwikkelen van kleinschalige mozaïeken van heischrale graslanden *H6230 en blauwgraslanden H6410 met andere beekdalgraslanden en met vochtige heiden (hogere zandgronden) H4010_A op de beekdalflank t.b.v. herpetofauna en insecten.

Instandhoudingsdoelstellingen

Habitattypen		SVI Landelijk	Doelst. Opp.vl.	Doelst. Kwal.	Doelst. Pop.	Draagkracht aantal vogels	Draagkracht aantal paren	Kernopgaven
H4010A	Vochtige heiden (hogere zandgronden)	-	>	=				5.06.W
H6230	*Heischrale graslanden	--	>	>				5.06.W
H6410	Blauwgraslanden	--	>	>				5.06.W
H7230	Kalkmoerassen	--	>	>				5.03,=,W
Broedvogels								
A338	Grauwe Klauwier	--	=	=			5	

- W** Kernopgave met wateropgave
 Sense of urgency: beheeropgave
 Sense of urgency opgave m.b.t. watercondities
SVI landelijk Landelijke Staat van Instandhouding (-- zeer ongunstig; - matig ongunstig, + gunstig)
= Behoudsdoelstelling
> Verbeter- of uitbreidingsdoelstelling
=(<) Ontwerp-aanwijzingsbesluit heeft 'ten gunste van' formulering

Essentietabel Natura 2000-gebied 021. Liefdingsbroek

Kernopgaven

5.07	Vochtige alluviale bossen	Herstel kwaliteit en vergroting areaal vochtige alluviale bossen (essen-iepenbossen) *H91E0_B en (beekbegeleidende bossen) *H91E0_C en behoud leefgebied eggschorstak H101B .
6.14	Beuken-eikenbossen met hulst	Uitbreiding tot substantiële oppervlakten beuken-eikenbossen met hulst H9120 en verbeteren kwaliteit (o.a. boomsoortensamenstelling en leeftijdsopbouw van bomen).

Instandhoudingsdoelstellingen

Habitattypen		SVI Landelijk	Doelst. Opp.vl.	Doelst. Kwal.	Doelst. Pop.	Draagkracht aantal vogels	Draagkracht aantal paren	Kernopgaven
H6410	Blauwgraslanden	--	=	>				
H9120	Beuken-eikenbossen met hulst	-	=	=				6.14
H9160A	Eiken-haagbeukenbossen (hogere zandgronden)	--	=	>				
H91E0C	*Vochtige alluviale bossen (beekbegeleidende bossen)	-	=	>				5.07,W

W

Kernopgave met wateropgave

Sense of urgency: beheeropgave

Sense of urgency opgave m.b.t. watercondities

SVI landelijk

Landelijke Staat van Instandhouding (-- zeer ongunstig; - matig ongunstig; + gunstig)

=

Behoudsdoelstelling

>

Verbeter- of uitbreidingsdoelstelling

=(<)

Ontwerp-aanwijzingsbesluit heeft 'ten gunste van' formulering

Essentietabel Natura 2000-gebied 033. Bargerveen

Kernopgaven

	Opgave landschappelijke samenhang en interne compleetheid (Hoogvenen)	Voor herstel en kwaliteitsverbetering van de resten hoogveenlandschap is een essentiële randvoorwaarde dat de hydrologie (zowel intern als extern) op orde komt. Vorming van functionerende hoogvenen door kwaliteitsverbetering hoogveenresten en herstel randzones én vergroting van de interne en externe samenhang ten behoeve van fauna. Herstel keten van komvoren langs de Duitse orens.
7.01	Uitbreiding actieve kern	Uitbreiding kernen van actieve hoogvenen (hoogveenlandschap) *H7110_A.
7.02	Initiëren hoogveenvorming	Op gang brengen of continueren van hoogveenvorming in herstellende hoogvenen H7120 in kansrijke situaties, met het oog op ontwikkeling van actieve hoogvenen (hoogveenlandschap) *H7110_A (waar nodig uitbreiding oppervlakte H7120). Instandhouding van huidige relictten als bronpopulaties fauna. Herstel van grote veengebieden met voldoende rust onder andere voor de niet-broedvogel kraaienvogel A147 .
7.03	Overgangszones grote venen	Ontwikkeling van overgangszones van actieve hoogvenen (hoogveenlandschap) *H7110_A incl. laggzones (met o.a. hoogveenbossen) *H9100, zure venen H316 en porseleinhoen A119 , paapie A275 en watersnip A153 .
7.04	Bovenveengraslanden	Behoud en waar mogelijk herstel van heischrale graslanden *H6230, ook van belang voor paapie A275 en grauwe klauwier A338 .

Instandhoudingsdoelstellingen

Habitattypen		SVI Landelijk	Doelst. Opp.vl.	Doelst. Kwal.	Doelst. Pop.	Draagkracht aantal vogels	Draagkracht aantal paren	Kernopgaven
H6230	*Heischrale graslanden	--	=	=				7.04
H7110A	*Actieve hoogvenen (hoogveenlandschap)	--	>	>				7.01,W 7.02, W
H7120	Herstellende hoogvenen	+	= (<)	>				7.02, W
Broedvogels								
A008	Geoorde fuut	+	=	=			95	
A082	Blauwe Kiekendief	--	=	=			1	
A119	Porseleinhoen	--	=	=			15	7.03,W
A153	Watersnip	--	=	=			16	7.03,W
A222	Velduil	--	=	=			1	
A224	Nachtzwaluw	-	=	=			30	
A272	Blauwborst	+	=	=			150	
A275	Paapie	--	>	>			30	7.03,W 7.04
A276	Roodborsttapuit	+	=	=			90	
A338	Grauwe Klauwier	--	>	>			100	7.04
Niet-broedvogels								
A037	Kleine Zwaan	-	=	=		130		
A039b	Toendrarrietgans	+	=	=		17600		

W

Kernopgave met wateropgave

Sense of urgency: beheeropgave

Sense of urgency opgave m.b.t. watercondities

SVI landelijk

Landelijke Staat van Instandhouding (-- zeer ongunstig; - matig ongunstig; + gunstig)

=

Behoudsdoelstelling

>

Verbeter- of uitbreidingsdoelstelling

=(<)

Ontwerp-aanwijzingsbesluit heeft 'ten gunste van' formulering

Bijlage 3 Windturbines en vogels

Onderzoek naar effecten van windturbines op vogels heeft drie verschillende typen effecten laten zien, namelijk aanvaringen van vliegende vogels, habitatverlies of verstoring van broedende, foeragerende of rustende vogels en barrièrewerking voor vliegende vogels. Hieronder wordt een beknopte samenvatting gegeven van de bestaande kennis omtrent deze effecten. Dit betreft nadrukkelijk een algemene samenvatting die niet specifiek op het plangebied/project is toegesneden.

3.1 Aanvaringen

Vogels kunnen met de rotor, mast of het zog achter de windturbine in aanraking komen en gewond raken of sterven. Het aantal aanvaringen is afhankelijk van het aanvaringsrisico en de intensiteit van vliegbewegingen.

Aanvaringsrisico

Het aanvaringsrisico is de kans op aanvaring met een turbine voor een vogel die door een windpark vliegt. Dit aspect is minder onderzocht dan het aantal slachtoffers zelf, maar over het algemeen geldt dat de locatie en de configuratie van het windpark (omvang, hoogte, tussenruimte), kenmerken van het omringende landschap, de zichtomstandigheden en het gedrag en de morfologie van de vogelsoort bepalend is voor het aanvaringsrisico. Turbines die als lijn zijn opgesteld dwars op de overheersende vliegrichting zijn qua aanvaringsrisico het ongunstigst. Winkelman (1992b) heeft een gemiddeld aanvaringsrisico geschat voor alle passages (dag en nacht) van alle vogels (niet soortspecifiek) van 0,09%. Voor nachttactieve soorten is dit geschat op 0,17%. Recente onderzoeken tonen aan dat bij sommige soorten de aanvaringsrisico's overdag identiek aan de nacht kunnen zijn (Thelander *et al.* 2003, Grünkorn *et al.* 2005, Krijgsveld *et al.* 2009, Krijgsveld & Beuker 2009). Dit geldt ook voor vogels die lokaal verblijven. Deze lokale vogels zijn op zoek naar voedsel en mogelijk meer gefocust op de grond onder hen dan de omgeving die voor hen ligt (Krijgsveld *et al.* 2009, Martin 2011). Waarschijnlijk worden hierdoor op sommige locaties relatief veel meeuwen, sterns en roofvogels onder de slachtoffers gevonden (Everaert *et al.* 2002, Thelander *et al.* 2003). Daarentegen worden ganzen en steltlopers relatief weinig als slachtoffer gevonden, waarschijnlijk vanwege hun sterke uitwijkgedrag (Fijn *et al.* 2007, Winkelman *et al.* 2008, Krijgsveld & Beuker 2009). Bovendien hebben vogels tijdens de seizoenstrek een kleiner aanvaringsrisico, omdat ze dan meestal op grote hoogtes boven de turbines vliegen, terwijl lokale vogels vaak juist laag, op windturbinehoogte vliegen. Bovendien, elke individuele vogel die vaker het windpark passeert (dus vooral lokale vogels) vergroot zijn eigen cumulatieve aanvaringskans.

Vliegintensiteit

Het aantal slachtoffers is sterk afhankelijk van het aantal vliegbewegingen, en kan dus per locatie sterk variëren. Dat wil zeggen dat het aantal vogels dat tegen een windturbine botst buiten een vogelrijk gebied aanzienlijk kleiner is dan het geval is bij een gebied met veel vogelvliegbewegingen. Zo kunnen tijdens de seizoenstrek,

wanneer een groot aantal vogels zich verplaatst, relatief veel slachtoffers vallen, ondanks dat het aanvaringsrisico voor trekkende vogels kleiner is (zie hieronder). Anderzijds passeren lokale vogels een windpark soms meermaal daags en daardoor worden veel lokale vogels slachtoffer.

Aantal aanvaringen

Het gedocumenteerde gemiddelde aantal aanvarings-slachtoffers ligt tussen 3,7 en 58 vogelslachtoffers/turbine/jaar, met een maximum van 125 (Winkelman 1989, 1992a, Still *et al.* 1996, Everaert *et al.* 2002, Thelander *et al.* 2003, Everaert & Stienen 2007). Dit betreft studies waarin is gecorrigeerd voor zoektechnische factoren, waaronder zoekefficiëntie van de waarnemers en verdwijnen van slachtoffers door predatie. In vergelijking met het verkeer of hoogspanningslijnen, vallen bij windturbines relatief weinig slachtoffers. Onderzoek bij windparken met moderne grote windturbines ($\geq 1,5$ MW) heeft aangetoond dat de slachtofferaantallen vergelijkbaar zijn met de aantallen bij kleinere turbines (Everaert 2003, Barclay *et al.* 2007, Krijgsveld *et al.* 2009). Dit betekent dat met de toename van het rotoroppervlak (tot 5 keer zo groot), het aantal aanvaringen per turbine niet persé toeneemt. Grotere turbines staan verder van elkaar en de rotors draaien hoger, waardoor vogels er makkelijker tussendoor en onderdoor kunnen vliegen, zoals in bovengenoemde studies het geval was.

Effecten op populatieniveau

Er zijn tot nu toe weinig aanwijzingen dat verliezen door aanvaringen met windturbines een algemeen effect hebben op populatieniveau (Krijgsveld *et al.* 2009, Krijgsveld & Beuker 2009). Er zijn wel aanwijzingen voor populatie effecten bij langzaam reproducerende soorten, wanneer die in grotere aantallen als aanvarings-slachtoffer vallen. Voorbeelden hiervan zijn zeevogels (Stienen *et al.* 2007) en grote roofvogels zoals gieren (Janss 2000, Lekuona 2001) en arenden (Hunt *et al.* 1998, Thelander *et al.* 2003, May *et al.* 2010). In het algemeen, effecten op populatieniveau kunnen verwacht worden wanneer een windpark gesitueerd is op een plek met veel vliegbewegingen van soorten die kwetsbaar zijn in de zin van aanvaringsrisico, zoals in bovengenoemde studies het geval was.

3.2 Verstoring

Verstoringsreacties kunnen zich uiten in verschillende verschijningsvormen zoals een verandering in fysiologie, gedrag en locatiekeuze. Bijvoorbeeld, als gevolg van de aanwezigheid of het geluid en beweging van een draaiende windturbine, of van de verhoogde menselijke aanwezigheid rond turbines (doorgaans voor onderhoud), een bepaald gebied rond de windturbine c.q. het windpark verloren gaat als habitat voor vogels of wordt in lagere dichtheden benut. Verstoring kan ook de reproductie en overleving beïnvloeden met uiteindelijk veranderingen in populatieomvang tot gevolg. Ondanks het feit dat displacement in potentie een groot effect op de draagkracht van een habitat kan hebben, is relatief weinig onderzoek naar dit effect gedaan.

Factoren die een rol spelen bij effecten

De afstand (de zogenaamde verstoringafstand) en de mate waarin vogels verstoord worden verschilt per soort, seizoen, locatie en functie van het gebied voor de vogels

en omvang van het windpark. Verder geldt dat in de meeste gevallen niet alle vogels binnen de beschreven verstoringsafstanden verdwijnen, alleen de aantallen zijn lager in vergelijking met soortgelijke gebieden zonder de verstoringsbron. Voor de meeste soorten wordt aangenomen dat buiten het broedseizoen de verstoringsafstand toeneemt met de omvang van het windpark. Voor ganzen, smient, kievit en goudplevier is deze relatie statistisch significant (Hötker *et al.* 2006). Sommige studies tonen aan dat vogels gewend kunnen raken aan windturbines (Kruckenberg & Jaene 1999, Madsen & Boertmann 2008), terwijl bij andere juist een afname in vogeldichtheden met tijd is geconstateerd (Hötker *et al.* 2006). Grotere, langzaam draaiende turbines zouden, doordat ze rustiger lijken, een minder verstorend effect kunnen hebben. Ze zijn echter veel groter, hetgeen even goed tot meer verstoring kan leiden. Een studie bij 1 MW turbines duidde in ieder geval niet op een verstoring die wezenlijk anders was dan bij kleine turbines (Scheckerman *et al.* 2003). Volgens recente gegevens kan tijdens de installatieperiode meer verstoring optreden dan tijdens de operatiefase (Birdlife Europe 2011).

Broedvogels

Bij broedvogels zijn minder aanwijzingen voor verstoringseffecten dan bij rustende of foeragerende niet-broedvogels, maar mogelijk zijn vogels ook meer gehecht aan hun broedgebieden dan aan hun rust- of foerageergebieden, vooral als ze al legsels of niet-vliegvlugge kuikens hebben. Bij broedvogels wordt in de regel een ordegrootte van 100 tot 200 m aangehouden waarbinnen verstorende effecten kunnen optreden. De verrichte studies hebben vaak het nadeel dat de onderzoeksperiode waarin de windturbines operationeel waren, slechts een korte tijdspanne besloeg (zie Winkelman *et al.* 2008).

Voor broedende zangvogels zijn tot nu toe geen of slechts geringe verstoringseffecten vastgesteld, waarbij de verstoringsafstanden veelal <50 m bedroegen (Sinning 1999, Walter & Brux 1999, Reichenbach *et al.* 2000, Bergen 2001, Kaatz 2001). Vogelsoorten die in open landschappen broeden, zoals akker-, wad- en weidevogels, kunnen gevoeliger zijn voor opgaande structuren die de openheid beperken (Kleijn *et al.* 2009). Bijvoorbeeld de dichtheid van broedende kieviten was in een langlopende studie tot 100 m afstand van de turbines significant lager dan in controlegebieden. Mogelijk vermijden ook wulpen de windturbines al over een afstand van 800 m, en watersnippen over 400 m. Anderzijds worden bij veel soorten geen vergelijkbare effecten gevonden, en meestal wordt ook geen afname in broedsucces beschreven. Bij veldleeuweriken, één van de best onderzochte soorten, werd bij 16 studies maar één keer een significant verstorend effect tot 200 meter gevonden (Reichenbach & Steinborn 2006, Pearce-Higgins *et al.* 2009).

Foeragerende vogels buiten het broedseizoen

Voor vogels buiten de broedperiode zijn in meer studies verstorende effecten van windturbines vastgesteld dan voor broedende vogels. 600 meter is algemeen gebruikt als de maximum verstoringsafstand van windturbines op niet broedende vogels, maar de afstand is sterk soort afhankelijk (Langston & Pullan 2003, Drewitt & Langston

2006, Birdlife Europe 2011). Bijvoorbeeld, gebaseerd op studies in Nederland, Denemarken en Duitsland, lijkt de gemiddelde verstoringafstand voor ganzen op 200-400 m te liggen en voor zwanen rond 500-600 m, terwijl voor kleinere watervogels, zoals meerkoeten, dezelfde afstand rond 150 m bedraagt (Petersen & Nøhr 1989, Winkelman 1989, Kruckenberg & Jaene 1999, Fijn *et al.* 2007). Ook onder vogels van agrarische gebieden (o.a. zaadeters, kraaiachtigen en leeuweriken) lijkt buiten het broedseizoen alleen de verspreiding van fazanten beïnvloed door windturbines (Devereux *et al.* 2008).

Verder lijkt de omvang van het effect ook afhankelijk te zijn van het voedselaanbod. Bijvoorbeeld, voor brandganzen en kleine zwanen is vastgesteld dat beide soorten een grotere afstand tot de windturbines aanhouden aan het begin van de winter, wanneer er meer voedsel beschikbaar is, dan aan het eind van de winter. Ook is aangetoond dat een relatief grotere verplaatsing van vogels kan optreden als in de directe omgeving alternatieve foerageergebieden aanwezig zijn. Zo vermeerde ongeveer 75% van de aantallen van Kievit een graslandpolder na de plaatsing van vier windturbines en verbleef op een nieuw gecreëerd natuurgebied enkele kilometers verder (Percival 2005, Fijn *et al.* 2007, Beuker & Lensink 2010).

Rustende vogels buiten het broedseizoen

Bij het windpark in de Noordoostpolder werd voor rustende vogels op het open water van het IJsselmeer een negatief effect van de turbines op de verspreiding vastgesteld tot 150 m van de windturbines voor kuifeend, tafeleend, brilduiker en tot 300 m van de windturbines voor wilde eend (Winkelman 1989). Ook op het gebruik van hoogwatervluchtplaatsen (hvp's) door wadvogels (zoals Kieviten, goudplevieren, zilverplevieren, wulpen en bonte strandloper) hebben windturbines een negatief effect. Voor de meeste soorten bedraagt de gemiddelde verstoringafstand rond 100 m (Winkelman 1992c, Bach *et al.* 1999), maar bepaalde soorten lijken meer verstoringreacties te vertonen. Bijvoorbeeld, circa 90% van de wulpen vermijdt windturbines over een afstand van 400 m en 90% van de goudplevier over 325 m (Schreiber 1993, Hötker *et al.* 2006).

3.3 Barrièrewerking

Bij nadering van een windpark passen vrijwel alle vogels hun vliegroutes aan: ofwel door het gehele park, ofwel door individuele turbines te vermijden. Door dit gedrag vermindert de kans op een aanvaring. De reacties zijn afhankelijk van het type windturbines en de omvang van het windpark, en verschillen ook binnen een soort en tussen soorten. Als het park in een groot cluster, of in een lange lijn is gevormd, kan het een barrière in een vliegroute worden. Dit zou kunnen leiden tot het onbereikbaar of onbruikbaar worden van rust- of foerageergebieden. Verder treedt er een verhoogd energieverbruik en tijdverlies op door het uitwijkgedrag.

Bij onderzoeken in het buitenland zijn voorbeelden van uitwijkgedrag door vogels vastgesteld. Zo passeerden bijvoorbeeld kraanvogels op 700-1.000 m afstand een windpark en de vliegformaties die hierdoor uiteenvielen werden na 1.500 m van het

windpark weer hersteld (von Brauneis 2000). Ook eiders, kuif- en tafeleenden veranderden hun vliegroutes om windparken te vermijden. Bij eiders gebeurde dit op afstanden tot 1-2 km van het windpark (Tulp *et al.* 1999, Pettersson 2005, Larsen & Guillemette 2007).

In Nederland zijn parken doorgaans beperkt tot tientallen turbines, waardoor barrièrewerking meestal niet optreedt (Krijgsveld *et al.* 2009). Wel dient rekening gehouden te worden met andere bestaande infrastructuur in de omgeving die in cumlatie tot barrièrewerking kan leiden (Poot *et al.* 2001, Krijgsveld *et al.* 2003, Dirksen *et al.* 2007).

Om barrièrewerking te minimaliseren moeten windparken zo ontworpen worden dat lange lijnopstellingen van turbines voorkomen worden of op bepaalde afstanden met openingen onderbroken worden.

Literatuurlijst

- Bach, L., K. Handke & F. Sinning, 1999. Einfluß von Windenergieanlagen auf die Verteilung von Brut- und Rastvögeln in Nordwest-Deutschland. Bremer Beiträge für Naturkunde und Naturschutz, Band 4. Pp. 107-119. Bund Freunde der Erde, Landesverband Bremen. Bremen, Duitsland.
- Barclay, R. M. R., E. F. Baerwald & J. C. Gruver, 2007. Variation in bat and bird fatalities at wind energy facilities: assessing the effects of rotor size and tower height. *Canadian Journal of Zoology - Revue Canadienne De Zoologie* 85: 381-387.
- Bergen, F., 2001. Untersuchungen zum Einfluss der Errichtung und des Betriebs von Windenergieanlagen auf Vögel im Binnenland. Dissertation. Ruhr Universität Bochum, Bochum, Duitsland.
- Beuker, D. & R. Lensink, 2010. Monitoring windpark windturbines Echteld. Onderzoek naar aanvaringslachtoffers onder lokale en trekkende vogels. Rapport 10-033, Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Birdlife Europe, 2011. Meeting Europe's Renewable Energy Targets in Harmony with Nature. RSPB, Sandy, Engeland.
- von Brauneis, W., 2000. Der Einfluß von Windkraftanlagen (WKA) auf die Avifauna, dargestellt insb. am Beispiel des Kranichs *Grus grus*. *Ornithologische Mitteilungen* 52: 410-415.
- Devereux, C. L., M. J. H. Denny & M. J. Whittingham, 2008. Minimal effects of wind turbines on the distribution of wintering farmland birds. *Journal of Applied Ecology* 45: 1689-1694.
- Dirksen, S., A.L. Spaans & J. Van der Winden, 2007. Collision risks for diving ducks at semi-offshore wind farms in freshwater lakes: A case study. In: M. de Lucas, G.F.E. Janss & M. Ferrer (eds). *Birds and wind farms. Risk Assessment and Mitigation*. Pp. 275. Quercus. Madrid, Spanje.
- Drewitt, A.L. & R.H.W. Langston, 2006. Assessing the impacts of wind farms on birds. *Ibis* 148: 29-42.
- Everaert, J., 2003. Windturbines en vogels in Vlaanderen: voorlopige onderzoeksresultaten en aanbevelingen. *Oriolus* 69: 145-155.

- Everaert, J., K. Devos & E. Kuijken, 2002. Windturbines en vogels in Vlaanderen. Voorlopige onderzoeksresultaten en buitenlandse bevindingen. Rapport 2002.3. Instituut voor Natuurbehoud, Brussel, België.
- Everaert, J. & E. Stienen, 2007. Impact of wind turbines on birds in Zeebrugge (Belgium). Significant effect on breeding tern colony due to collisions. *Biodiversity and Conservation* 16: 3345-3359.
- Fijn, R.C., K.L. Krijgsveld, H.A.M. Prinsen, W. Tijssen & S. Dirksen, 2007. Effecten op zwanen en ganzen van het ECN windturbine testpark in de Wieringermeer. Aanvaringsrisico's en versterking van foeragerende vogels. Rapport 07-094, Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Grünkorn, T., A. Diederichs, B. Stahl, D. Dorte & G. Nehls, 2005. Entwicklung einer Methode zur Abschätzung des Kollisions Risikos von Vögeln an Windenergieanlagen. Report for Landesamt für Natur und Umwelt Schleswig-Holstein, http://www.umweltdaten.landsh.de/nuis/upool/gesamt/wea/voegel_wea.pdf. Accessed 25-11-2010.
- Hötker, H., K.-M. Thomsen & H. Köster, 2006. Impacts on biodiversity of exploitation of renewable energy sources: the example of birds and bats. Facts, gaps in knowledge, demands for further research, and ornithological guidelines for the development of renewable energy exploitation. Michael-Otto-Institut im NABU, Bergenhusen, Duitsland.
- Hunt, W.G., R.E. Jackman, T.L. Hunt, D.E. Driscoll & L. Culp, 1998. A population study of golden eagles in the Altamont Pass Wind Resource Area: population trend analysis 1994-1997. NREL/SR-500-26092, Subcontract No. XAT-6-16459-01. Predatory Bird Research Group University of California, Santa Cruz, California, VS.
- Janss, G., 2000. Bird Behavior In and Near a Wind Farm at Tarifa, Spain: Management Considerations. PNAWPPM-III. Proceedings National Avian-Wind Power Planning Meeting III, San Diego, California, May 1998. Blz. 110-114. LGL Ltd., Environmental Research Associates. King City, Ontario Canada.
- Kaatz, J., 2001. Zum Empfindlichkeit von singvögeln und Weißstorch gegenüber Windkraftanlagen. Voordracht op het symposium "Windenergie und Vögel – Ausmaß und Bewältigungen eines Konfliktes" op 29/30-11-2001 in Berlijn, Duitsland.
- Kleijn, D., L. Lamers, R. Kats, J. Roelofs & R. van 't Veer, 2009. Ecologische randvoorwaarden voor weidevogelsoorten in het broedseizoen. Directie Kennis, Ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit, Ede.
- Krijgsveld, K.L., K. Akershoek, F. Schenk, F. Dijk, H. Schekkerman & S. Dirksen, 2009. Collision risk of birds with modern large wind turbines: reduced risk compared to smaller turbines. *Ardea* 97: 357-366.
- Krijgsveld, K.L. & D. Beuker, 2009. Vogelslachtoffers bij windpark Anna Vosdijk op Tholen. Onderzoek naar aanvaringen onder trekkende steltlopers en overwinterende smienten. Rapport 09-072, Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Krijgsveld, K.L., S.M.J. van Lieshout & M.J.M. Poot, 2003. Windturbines op het Hellegatsplein en mogelijke effecten op vogels. Een risicoanalyse op basis van bestaande informatie en aanvullend veldonderzoek met radar. Rapport 03-037, Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Kruckenbergh, H. & J. Jaene, 1999. Zum Einfluss eines Windparks auf die Verteilung weidender Blässgänse im Rheinland (Landkreis Leer, Niedersachsen). *Natur und Landschaft* 74: 420-424.

- Langston, R.H.W. & J.D. Pullan, 2003. Windfarms and birds: an analysis of windfarms on birds, and guidance on environmental assessment criteria and site selection issues. RSPB/BirdLife report. BirdLife / Council of Europe, Strasbourg.
- Larsen, J.K. & M. Guillemette, 2007. Effects of wind turbines on flight behaviour of wintering common eiders: implications for habitat use and collision risk. *Journal of Applied Ecology* 44: 516-522.
- Lekuona, J.M., 2001. Uso del espacio por la avifauna y control de la mortalidad de aves y murciélagos en los parques eólicos de Navarra durante un ciclo anual. Gobierno de Navarra, En Pamplona.
- Madsen, J. & D. Boertmann, 2008. Animal behavioral adaptation to changing landscapes: spring-staging geese habituate to wind farms. *Landscape ecology* 23: 1007-1011.
- Martin, G.R., 2011. Understanding bird collisions with man-made objects: a sensory ecology approach. *Ibis* 153: 239-254.
- May, R., P.H. Hoel, R. Langston, E.L. Dahl, K. Bevanger, O. Reitan, T. Nygård, H.C. Pedersen, E. Røskoft & B.G. Stokke, 2010. Collision risk in white-tailed eagles. Modelling collision risk using vantage point observations in Smøla wind-power plant. NINA, Trondheim.
- Pearce-Higgins, J.W., L. Stephen, R.H.W. Langston, I.P. Bainbridge & R. Bullman, 2009. The distribution of breeding birds around upland wind farms. *Journal of Applied Ecology* 46: 1323-1331.
- Percival, S.M., 2005. Birds and wind farms - what are the real issues? *British Birds* 98: 194-204.
- Petersen, B.S. & H. Nøhr, 1989. Konsekvenser for fuglelivet ved etableringen af mindre vindmøller. Ornis Consult, Kopenhagen, Denmark.
- Pettersson, J., 2005. The impact of offshore wind farms on bird life in Southern Kalmar Sound, Sweden. A final report based on studies 1999 – 2003. Swedish Energy Agency, Lund University.
- Poot, M.J.M., I. Tulp, L.M.J. van den Bergh, H. Schekkerman & J. van der Winden, 2001. Effect van mist-situaties op vogelvliegedrag bij het windpark Eemmeerdiijk. Zijn er aanwijzingen voor verhoogde aanvaringsrisico's? Rapport 01-072, Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Reichenbach, M., K.-M. Exo, C. Ketzenberg & M. Castor, 2000. Einfluß von Windkraftanlagen auf Brutvögel – Sanfte Energie im Konflikt mit dem Naturschutz. Teilprojekt Brutvögel. Institut für Vogelforschung "Vogelwarte Helgoland" und ARSU GmbH, Wilhelmshaven und Oldenburg, Deutschland.
- Reichenbach, M. & H. Steinborn, 2006. Windkraft, Vögel, Lebensräume – Ergebnisse einer funfjährigen BACI-Studie zum Einfluss von Windkraftanlagen und Habitatparametern auf Wiesenvögel. *Osnabrücker Naturwissenschaftliche Mitteilungen* 32: 243-259.
- Schekkerman, H., L.M.J. van den Bergh, K. Krijgsveld & S. Dirksen, 2003. Effecten van moderne, grote windturbines op vogels. Onderzoek naar verstoring van watervogels bij het windpark Eemmeerdiijk. Alterra, Wageningen.
- Schreiber, M., 1993. Windkraftanlagen und Watvogel-Rastplätze, Störungen und Rastplatzwahl von Brachvogel und Goldregenpfeifer. *Natur und Landschaft* 25: 133-139.
- Sinning, F., 1999. Ergebnisse von Brut- und Rastvogeluntersuchungen im Bereich des Jade-Windparks und DEWI-Testfeldes in Wilhelmshaven. Bremer Beiträge

- für Naturkunde und Naturschutz, Band 4. Blz. 61-69. Bund Freunde der Erde, Landesverband Bremen. Bremen, Germany.
- Stienen, E.W.M., J. van Waeyenberge, E. Kuijken & J. Seys, 2007. Trapped within the corridor of the Southern North Sea: The potential impact of offshore windfarms and seabirds. M. de Lucas, G.F.E. Janss & M. Ferrer. Birds and wind farms. Risk assessment and mitigation. Quercus. Madrid.
- Still, D., B. Little & S. Lawrence, 1996. The effect of wind turbines on the bird population at blyth harbour. ETSU W/13/00394/REP. ETSU
- Thelander, C.G., K.S. Smallwood & L. Ruge, 2003. Bird risk behaviors and fatalities at the Altamont Pass Wind Resource Area. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, USA.
- Tulp, I., H. Schekkerman, J.K. Larsen, J. van der Winden, R.J.W. van de Haterd, P.W. van Horssen, S. Dirksen & A.L. Spaans, 1999. Nocturnal flight activity of sea ducks near the wind park Tunø Knob in the Kattegat. Rapport 99-064, Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Walter, G. & H. Brux, 1999. Ergebnisse eines dreijährigen Brut- und Rastvogelmonitorings (1995 - 1997) im Einzugsbereich von zwei Windparks im Landkreis Cuxhaven. Bremer Beiträge für Naturkunde und Naturschutz Band 4. Pp. 81 – 106. Bund Freunde der Erde, Landesverband Bremen. Bremen, Germany.
- Winkelman, J.E., 1989. Vogels en het windpark nabij Urk (NOP): aanvaringsslachtoffers en verstoring van pleisterende eenden ganzen en zwanen. RIN-rapport 89/15. RIN, Arnhem.
- Winkelman, J.E., 1992a. De invloed van de Sep-proefwindcentrale te Oosterbierum (Fr.) op vogels. 1. Aanvaringsslachtoffers. RIN-rapport 92/2. IBN-DLO, Arnhem.
- Winkelman, J.E., 1992b. De invloed van de Sep-proefwindcentrale te Oosterbierum (Fr.) op vogels. 2. Nachtelijke aanvaringskansen. RIN-rapport 92/3. IBN-DLO, Arnhem.
- Winkelman, J.E., 1992c. De invloed van de Sep-proefwindcentrale te Oosterbierum (Fr.) op vogels. 4. Verstoring. RIN-rapport 92/5. IBN-DLO, Arnhem.
- Winkelman, J.E., F.H. Kistenkas & M.J. Epe, 2008. Ecologische en natuurbeschermingsrechtelijke aspecten van windturbines op land. Alterra, Wageningen.

Bijlage 4 Het Flux-Collision Model voor de berekening van soortspecifieke aantallen vogelslachtoffers bij windturbines

versie 30 september 2013

Jonne Kleyheeg-Hartman, Karen Krijgsveld & Sjoerd Dirksen / Bureau Waardenburg

Met behulp van het zogenaamde Flux-Collision Model kan voor een bepaalde soort(groep) voorspeld worden hoeveel aanvaringsslachtoffers er ongeveer in een (gepland) windpark zullen vallen. Om deze berekening uit te kunnen voeren zijn gegevens nodig van de vogelflux door het windpark, de configuratie van het windpark en de afmetingen van de windturbines. Daarnaast is voor de betreffende soort(groep) een aanvaringskans nodig die vastgesteld is in een ander zogenaamd 'referentiewindpark'. Om de berekening volledig uit te kunnen voeren zijn ook van dit referentiewindpark gegevens nodig van de configuratie van het windpark en de afmetingen van de windturbines.

Voor de berekening van het aantal aanvaringsslachtoffers via het Flux-Collision Model wordt onderstaande formule gebruikt die eerder door Troost (2008) is beschreven en die op enkele punten door Bureau Waardenburg is aangepast:

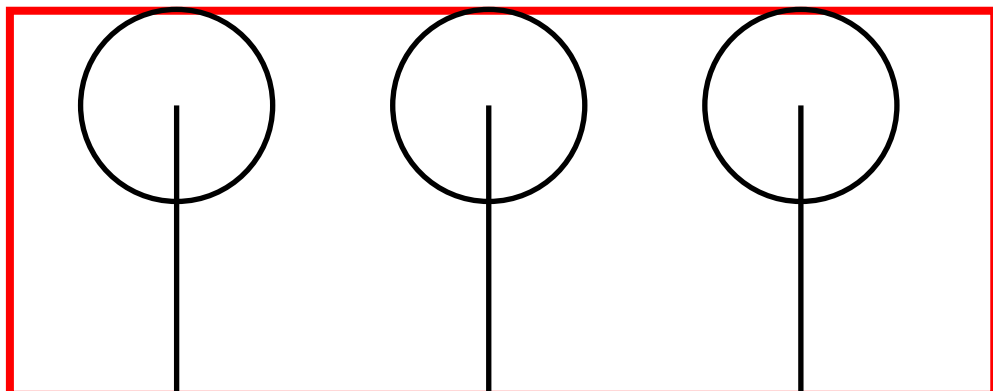
$$c2 = b * h * (1-a_macro) * h_cor * (r/r_ref) * (e/e_ref) * p_cor * p2$$

Waarin:

c2	=	aantal slachtoffers in het windpark
b	=	vogelflux
h	=	fractie vogels die op turbinehoogte vliegt (tussen grond en tiphoogte)
a_macro	=	fractie vogels die om of over het windpark heen vliegt
h_cor	=	correctie voor het verschil in de hoogteverdeling van de flux tussen het te beoordelen windpark en het referentiewindpark
r	=	percentage van het verticale vlak dat bedekt wordt door de rotor (berekend voor 1 turbine)
r_ref	=	percentage van het verticale vlak dat bedekt wordt door de rotor in het referentiewindpark (berekend voor 1 turbine)
e	=	gemiddeld aantal turbines dat per passage van het windpark gepasseerd wordt
e_ref	=	gemiddeld aantal turbines dat per passage van het referentiewindpark gepasseerd wordt
p_cor	=	correctie van de aanvaringskans voor het verschil in het formaat van de rotor (en daaraan gerelateerde rotorsnelheid en breedte van de rotorbladen) tussen het referentiewindpark en het te beoordelen windpark
p2	=	aanvaringskans

b, h en a_macro

De factoren b , h en a_{macro} bepalen samen de vogelflux door het windpark. De vogelflux (b) betreft het totaal aantal vogels dat in een bepaalde tijdsperiode (jaar, maand, dag) over de locatie van het (geplande) windpark vliegt. Afhankelijk van de manier waarop de flux (b) is gemeten of ingeschat, wordt gebruik gemaakt van de factoren h en a_{macro} om de totale flux op een bepaalde locatie naar beneden bij te stellen tot de flux die daadwerkelijk door het verticale vlak van het windpark vliegt (figuur 1). Als de flux van vogels (b) tot op grote hoogte boven het windpark bekend is, kan met de factor h aangegeven worden welke fractie van deze flux op turbinehoogte passeert. Turbinehoogte is in dit geval gedefinieerd als het gebied tussen het maaiveld op 0 m hoogte en tiphoogte (figuur 1). Vaak is de vogelflux bepaald in een (nul)situatie zonder windturbines. In een situatie met windturbines zal over het algemeen een deel van de flux uitwijken voor de turbines door om of over het windpark heen te vliegen. De fractie van de flux die op deze manier uitwijkt voor het windpark wordt aangegeven met de factor a_{macro} . De factoren h en a_{macro} betreffen dus altijd getallen tussen 0 en 1. In sommige gevallen heeft de flux (b) al specifiek betrekking op het verticale vlak van het windpark en is in dit getal ook al rekening gehouden met uitwijking. In dat geval kan voor h 1 en voor a_{macro} 0 ingevuld worden.



Figuur 1 Abstracte weergave van een lijnopstelling van 3 windturbines. Het verticale vlak waardoor de flux, bepaald door de factoren b , h en a_{macro} , ingevuld moet worden is weergegeven als een rode rechthoek. De flux moet op deze manier ingevuld worden omdat ook de aanvaringskansen in de referentiewindparken (min of meer) bepaald zijn op basis van de flux door dit vlak.

h_cor

De factor a_{macro} omvat geen uitwijking onder de rotorbladen door, want deze uitwijking is al verwerkt in de aanvaringskans omdat deze berekend is op basis van de vogelflux door het totale verticale vlak van het referentiewindpark. Wanneer echter de hoogteverdeling van de flux door het te beoordelen windpark sterk afwijkt van de hoogteverdeling van de flux door het referentiewindpark kan het nodig zijn om hiervoor te corrigeren.

In windparken met kleine turbines (waaronder sommige referentiewindparken) is de flux over het algemeen evenredig over het verticale vlak van het windpark verdeeld (rode vlak in figuur 1). In windparken met grotere turbines (waar bijvoorbeeld veel vliegbewegingen van lokale vogels plaatsvinden) kan het echter zo zijn dat relatief meer vogels onder de rotoren door vliegen dan door het vlak waar de rotoren in draaien. Wanneer er in het te beoordelen windpark relatief gezien meer vogels onder de rotoren door vliegen en daarbij geen risico lopen op een aanvaring met de windturbines, zal de aanvaringskans die in het referentiewindpark (waar de flux evenredig over het verticale vlak verdeeld was) is vastgesteld te hoog zijn en dus omlaag gecorrigeerd moeten worden. Wanneer de hoogteverdeling van de flux niet wezenlijk verschilt tussen het te beoordelen windpark en het referentiewindpark dient voor h_{cor} 1 ingevuld te worden.

Indien van toepassing wordt h_{cor} berekend volgens de volgende formule:

$$h_{cor} = (f - ((f_o / h_o) - (f_r / rd)) * h_o) / f$$

Waarin:

f	=	totale flux door het verticale vlak (rode vlak in figuur 1), oftewel het getal dat volgt uit de formule $b * h * (1 - a_{macro})$
f_o	=	flux door het vlak onder de rotoren
f_r	=	flux door het vlak waarin de rotoren draaien
h_o	=	afstand van grond tot laagste punt rotortip (m) (=ashoogte – rotorstraal)
rd	=	rotordiameter (m)

Indien de hoogteverdeling van de flux in het veld is vastgesteld kunnen deze gegevens gebruikt worden om f_o en f_r te bepalen. Wanneer deze gegevens niet beschikbaar zijn kan het percentage van de vogelflux door het vlak onder de rotoren evenals het percentage van de vogelflux door het vlak waarin de rotoren draaien ingeschat worden op basis van *expert judgement*, gebruik makend van kennis van het plangebied en kennis van het gedrag van de betreffende soort(groep).

r en r_ref

Deze twee factoren worden op dezelfde manier berekend op basis van de configuratie en afmetingen van het te beoordelen windpark (r) en het referentiewindpark (r_{ref}). De formule is voor beide factoren als volgt:

$$r_{ref} = \text{rotoroppervlak} / (\text{tiphoogte} * \text{gemiddelde afstand tussen turbines})$$

e en e_ref

Het aantal turbines dat een vogel tijdens een passage van het windpark gemiddeld passeert is afhankelijk van de configuratie van het windpark en de hoofdvliegrichting van de vogels door het windpark. De aanname voor e_{ref} is gekoppeld aan de manier waarop de flux (b) is bepaald. Bij het bepalen van deze flux is namelijk al nagedacht over de manier waarop vogels door het windpark vliegen (hoe ziet het verticale vlak van het windpark eruit, rode vlak figuur 1). Voor een lijnopstelling wordt er vaak van uitgegaan dat de flux dwars door het windpark gaat (hoofdvliegrichting

haaks op de lijnopstelling). In het geval van een lijnopstelling wordt dan ook over het algemeen aangenomen dat vogels één windturbine passeren, tenzij er duidelijke aanwijzingen zijn dat dit niet het geval is.

Wanneer de configuratie van het windpark min of meer vierkant is (en vogels over het algemeen vanuit alle richtingen door het windpark vliegen) wordt $e(\text{ref})$ vaak berekend als de wortel van het totaal aantal turbines.

p_cor

Met deze factor wordt gecorrigeerd voor het verschil in rotoroppervlak (en daaraan gerelateerde rotorsnelheid en breedte van de rotorbladen) tussen de turbines van het te beoordelen windpark en de turbines van het referentiewindpark. Bij een grotere rotor (die relatief langzamer draait en bredere rotorbladen heeft) is de aanvaringskans per vierkante meter rotoroppervlak kleiner dan bij een kleinere rotor. De formule voor p_{cor} is gebaseerd op de theoretische relatie tussen aanvaringskans en rotoroppervlak, afgeleid van het Band Model (Band *et al.* 2007). p_{cor} wordt berekend op basis van de volgende formule:

$$p_{\text{cor}} = 0,9785 * (O / O_{\text{ref}})^{-0,26}$$

Waarin:

O	=	rotoroppervlak van de windturbines van het te beoordelen windpark (m ²)
O _{ref}	=	rotoroppervlak van de windturbines van het referentiewindpark (m ²)

p2

Deze factor betreft de aanvaringskans die voor de betreffende soort(groep) is vastgesteld in een referentiewindpark. De keuze voor een aanvaringskans is afhankelijk van de betreffende soort(groep) en de locatie, configuratie en afmetingen van het te beoordelen windpark. De keuze voor de aanvaringskans wordt dan ook in de rapportage onderbouwd.

Literatuur

Band, W., M. Madders & D.P. Whitfield, 2007. Developing field and analytical methods to assess avian collision risk at wind farms. In De Lucas, M., Janss, G. & Ferrer, M., eds. *Birds and Wind Power*. Barcelona., Spain: Lynx Edicions.

Bijlage 6 Effecten van luchtvaartverlichting aan windturbines op vogels en vleermuizen

In deze bijlage wordt een samenvatting gegeven van een overzicht van de kennis over effecten van luchtvaartverlichting op vogels en vleermuizen, opgesteld door Lensink & van der Valk (2013).

Vogels en verlichting

Inleiding

Vogels gebruiken verschillende natuurlijke fenomenen om zich tijdens de voorjaars- en najaarstrek te oriënteren en om te navigeren (zie voor overzicht Alerstam 1990, Berthold 1998): de sterrenhemel, het aardmagnetisch veld en zonsopkomst en zonsondergang in relatie tot daglengte. Verlichting ten behoeve van de luchtvaart zou kunnen interfereren met waarnemingen door vogels van de sterrenhemel en zo tot desoriëntatie kunnen leiden. Uit de literatuur zijn incidenten bekend waarbij rond verlichte objecten grote aantal slachtoffers onder vogels vallen. Deze onderzoeken kunnen worden gebruikt om het mogelijke risico voor vogels van luchtvaartverlichting op windturbines te duiden.

Waargenomen effecten

Uit de eerste helft van de twintigste eeuw zijn uit Europa (ook Nederland) verschillende nachten bekend waarin grote aantallen vogels zich dood vlogen tegen vuurtorens (Verheijen 1980, 1981). De kans op dergelijke incidenten is het grootst tijdens maanloze nachten (rond nieuwe maan). Door aanpassingen in de verlichting (afscherming tot begrensde bundel, plaatsen rekken rond de top (rustmogelijkheid) en bijlichten vanaf de grond) komen dergelijke incidenten in Nederland niet meer voor.

In de jaren negentig is aan het licht gekomen dat fel verlichte boorplatforms op de Noordzee tijdens donkere nachten grote aantallen trekvogels kunnen aantrekken en desoriënteren die vervolgens rondom het platform rondjes blijven vliegen (en door uitputting uiteindelijk in zee kunnen belanden) (Van de Laar 2007). Vervolgens is door gerichte experimenten aangetoond dat wanneer de verlichting wordt gedempt en wit licht wordt vervangen door groen licht, trekkende vogels boven de Noordzee niet meer worden gevangen door de platformverlichting (Poot *et al.* 2008).

Uit de Verenigde Staten is een groot aantal incidenten rond hoge zendmasten (TV) bekend waarbij tijdens één nacht grote aantallen slachtoffers onder trekkende vogels vallen (overzichten in Hebert *et al.* 1995, Trapp 1998). Deze masten variëren in hoogte tussen 100 en 600 m en zijn gemarkeerd door luchtvaartverlichting (rood). De aantallen slachtoffers variëren van enkele tot vele duizenden vogels. Uit Europa zijn geen opgaven van nachten met substantiële aantallen slachtoffers rond zendmasten bekend (samenvatting van alle gegevens te vinden in Lensink & Dirksen 1998).

Experimenteel is vervolgens aangetoond dat desoriëntatie onder vogels optreedt bij lichtsterktes boven 30kW; dit is vergelijkbaar met 36.000 candela of meer. Nachtverlichting op windturbines heeft in het algemeen slechts een sterkte van 2.000 candela (topverlichting) of 50 candela (mastverlichting).

De meest voorkomende soorten in de lijsten met slachtoffers behoren tot de 'Amerikaanse zangers' en minder tot de 'vireo's' en 'Amerikaanse lijsters'. Deze drie groepen specifiek in de nacht trekkende vogelsoorten komen in Europa niet voor. Van eenden, ganzen en zwanen, die ook massaal 's nachts kunnen trekken, zijn veel minder slachtoffers vastgesteld. Enerzijds lijkt dit een gevolg van de talrijkheid van de verschillende soorten in de lucht (dichtheid) in de VS, anderzijds is een verband met een mogelijk verschil in gebruikte oriëntatiemechanismen niet uitgesloten. Dit laatste zou kunnen verklaren waarom uit Europa (waar de drie eerdergenoemde families ontbreken) geen nachten met grote aantallen slachtoffers bekend zijn.

Een analyse van de nachten met grote aantallen slachtoffers (in de VS) leert dat deze samenvallen met gunstige omstandigheden voor het ondernemen van een trekvlucht in het gebied van herkomst waarbij de stroom vogels in de loop van de nacht een front ontmoet en vermoedelijk lager (onder de wolken) gaat vliegen. De meest waarschijnlijke hypothese is dat deze vogels zich dan door de luchtvaartverlichting laten misleiden en rond de zendmast blijven vliegen en verongelukken door aan aanvaring met een tuidraad. Ook hier geldt dat de grootste kans op aanvaringen gedurende donkere maanloze nachten is. Voorts komt uit de analyse bovendien dat slachtoffers vooral worden gevonden onder zendmasten die hoger dan 200 m zijn. Rond de eeuwwisseling heeft gericht onderzoek laten zien dat witte luchtvaartverlichting op zendmasten nauwelijks tot desoriëntatie leidt (Gauthreaux 1999).

Vleermuizen en verlichting

Inleiding

Er zijn twee typen reacties van vleermuizen op verlichting denkbaar:

- aantrekking;
- verstoring.

Het is mogelijk dat lichten insecten aantrekken, die als prooidieren voor vleermuizen aantrekkelijk zijn (Limpens *et al.* 2007). Het is ook mogelijk dat de (knipperende) lichten ultrasone geluiden produceren, die vleermuizen aantrekken (Arnett *et al.* 2008). Aantrekking zou kunnen leiden tot een hoger aantal vleermuisslachtoffers onder vleermuizen.

Het is evengoed mogelijk dat vleermuizen worden afgestoten door de verlichting van windturbines, aangezien veel soorten vleermuizen geacht worden lichtschuw te zijn (Limpens *et al.* 1997, Kuijper *et al.* 2008). Ook ultrasone geluiden kunnen verstorend zijn (Arnett *et al.* 2008). Afstoting dan wel verstoring zou kunnen leiden tot een lager

aantal vleermuislachtoffers maar ook tot verlies van foerageergebied en/of barrièrewerking.

Waargenomen effecten

Bij Amerikaans onderzoek is gezocht naar verschillen in aantallen vleermuislachtoffers tussen windturbines zonder verlichting en turbines met knipperende witte, knipperende rode en continu rode verlichting. De verlichting was "aviation lighting", dus verlichting vanwege de vliegveiligheid. Daarbij werden geen statistisch significante verschillen gevonden in aantallen slachtoffers (Arnett *et al.* 2005, Arnett *et al.* 2008, GAO, 2005, Johnson *et al.* 2003, Winkelman *et al.* 2008). De auteurs geven zekerheidshalve aan dat continue witte verlichting niet is onderzocht. Er zijn geen aanwijzingen, dat een dergelijke verlichting wel van invloed zou zijn op de aantallen gedode vleermuizen dan wel het aanvaringsrisico van vleermuizen (Kunz *et al.* 2007a, b). Eurobats (Rodrigues *et al.* 2008) beveelt overigens wel aan hier nader onderzoek naar te doen. De conclusie die hieruit getrokken kan worden is dat navigatieverlichting geen effect heeft op het aanvaringsrisico van vleermuizen. Er zijn ons geen Europese onderzoeken bekend waarin het effect van verlichting op het aanvaringsrisico van navigatieverlichting is onderzocht. Er zijn ons evenmin redenen bekend waarom de conclusie van het Amerikaanse onderzoek niet overgenomen zou kunnen worden.

Voor verlichting op betonning ten behoeve van de veiligheid van de scheepvaart geldt hetzelfde als voor verlichting ten behoeve van het vliegverkeer: deze zou kunnen aantrekken of afstoten. Hierbij geldt wel steeds dat scheepvaartverlichting zich juist boven de waterspiegel bevindt. Bij aantrekking blijven vleermuizen dan nog steeds weg uit het vlak van de rotor. Bij afstoten blijven de dieren op grotere afstand van de opstelling. Daarnaast is scheepvaartverlichting alleen relevant voor soorten die boven groot open water kunnen foerageren, zoals watervleermuis en meervleermuis.

Overige verlichting

Winkelman *et al.* (2008) wijzen nog op de mogelijke effecten van verlichting van windturbines, anders dan navigatieverlichting, zoals verlichting op gebouwen of langs onderhoudswegen. Deze verlichting zou geminimaliseerd moeten worden, om effecten op vleermuizen te minimaliseren. Hiermee zou mogelijk het risico voor vleermuizen verminderd kunnen worden, omdat verschillende soorten (waaronder de risicosoorten rosse vleermuis, ruige dwergvleermuis en gewone dwergvleermuis) graag bij kunst-matige verlichting foerageren omdat deze insecten kan aantrekken.

Conclusies ten aanzien luchtvaartverlichting op windturbines

De luchtvaartverlichting wordt op windturbines meestal bovenop de as (topverlichting, deze is naar beneden toe afgeschermd) geplaatst, en aan de mast (mastverlichting).

De sterkte van de verlichting op de masten is vele malen zwakker dan die van een vuurtoren of een platform op zee (cf. Poot *et al.* 2008). Een risico zoals voorheen voor vuurtorens of platforms gold, is derhalve niet aan de orde. De masten zullen door hun

relatief zwakke verlichting niet als een heldere ster functioneren die op tientallen kilometers afstand zichtbaar is in een verder donkere omgeving. Door Bruinzeel & Van Belle (2009) is voor grote goed verlichte platforms een effectafstand bij zeer goed zicht van 4.500 m becijferd en bij zeer slecht zicht van enkele honderden meters. Daarnaast zijn in de omgeving van de masten meestal nog vele verlichtingsbronnen langs wegen, op boerderijen en enkele bewoningskernen aanwezig, waardoor de focus op de masten wegvalt.

De verlichting op windturbines wordt aangebracht op een hoogte waarop ook uit de Verenigde Staten geen gevallen van massale incidenten met vogelslachtoffers bekend zijn. De kans op desoriëntatie van trekkende vogels door de verlichting aan de turbine, waardoor de vogels slachtoffer worden van een aanvaring met de draaiende rotor, wordt minimaal geacht. De luchtvaartverlichting op windturbines heeft derhalve geen effect op vogels.

Uit de beschikbare onderzoeken en kennis komt naar voren dat luchtvaartverlichting op windturbines niet leidt tot extra risico's voor vleermuizen.

De conclusie is dat de aanwezigheid van verlichting op moderne windturbines geen negatieve effecten op vogels en vleermuizen teweeg brengt.

Literatuur

- Alerstam T. 1990. Bird migration. Cambridge University Press, Cambridge.
- Arnett E.B., W.P. Erickson, J.W. Horn & J. Kerns 2005. Relationships between Bats and Wind Turbines in Pennsylvania and West Virginia: An Assessment of Fatality Search Protocols, Patterns of Fatality, and Behavioral Interactions with Wind Turbines A Summary of Findings from the Bats and Wind Energy Cooperative's 2004 Field Season. Bats and Wind Energy Cooperative (BWEC), Austin.
- Arnett E.B., W. K. Brown, W. P. Erickson, J. K. Fiedler, B. L. Hamilton, T. H. Henry, A. Jain, G D. Johnson, J. Kerns, R. R. Koford, C. P. Nicholson, T. J. O'Connell, M. D. Piorowski & R. D. Tankersley 2008. Patterns of bat fatalities at wind energy facilities in North-America. *Journal of Wildlife Management* 72(1): 61-78.
- Berthold P. (ed.) 1993. Orientation and navigation in birds. Birkhausen Verlag, Basel.
- Bruinzeel L.W. & J. van Belle 2010. Additional research on the impact of conventional illumination of offshore platforms in the North Sea on migratory bird populations. Report 1439, Altenburg & Wymenga bv, Veenwouden.
- GAO (United States Government Accountability Office), 2005. WIND POWER Impacts on Wildlife and Government Responsibilities for Regulating Development and Protecting Wildlife. Report to Congressional Requesters. Rapportnr. GAO05-906. GAO, Washington, D.C.
- Gauthreaux S. jr. 1999. Presentation Cornell University september 1999. Windturbines and avian collision, Cornell, Ithaca, USA.
- Hartman J.C., F. van Vliet & K.L. Krijgsveld 2012. Natuurtoets opschaling Windpark Wagendorp, Gemeente Hollands Kroon; Oriëntatiefase in het kader van de Natuurbeschermingswet 1998 en quick scan in het kader van de Flora- en faunawet. Rapport 12-123, Bureau Waardenburg, Culemborg.

- Hebert E., E. Reese & L. Mark. 1995. Avian collision and electrocution: an annotated bibliography. Report P700-95-001, California Energy Commission.
- Horn J.W., E.B. Arnett & T.H. Kunz 2008. Behavioral responses of bats to operating wind turbines. *Journal of Wildlife Management* 72(1): 123-132.
- Johnson G. D., W. P. Erickson, M. D. Strickland, M. F. Shepherd, D. A. Shepherd, and S. A. Sarappo 2003. Mortality of bats at a large-scale wind power development at Buffalo Ridge, Minnesota. *American Midland Naturalist* 150: 332–342.
- Kunz T.H., E.B. Arnett & W.P. Erickson 2007a. Ecological impacts of wind energy development on bats: questions, research, needs, and hypotheses. *Frontiers in Ecology and Environment* 5(6): 315-324.
- Kunz T.H., E.B. Arnett, W.P. Erickson, A.R. Hoar, G.D. Johnson, R.P. Larkin, M.D. Strickland, R.W. Thresher & M.D. Tuttle 2007b. Ecological impacts of wind energy development on bats: questions, research needs, and hypotheses. *Frontiers in Ecology and the Environment* 5 (6): 315–324.
- Kuijper D.P.J., J. Schut, D. van Dulleman, H. Toorman, N. Goossens, J. Ouwehand & H.J.G.A. Limpens 2008. Experimental evidence of light disturbance along the commuting routes of pond bats (*Myotis dasycneme*) *Lutra* 51 (1): 37-49.
- Lensink, R. & M. van der Valk 2013. Effecten van luchtvaartverlichting aan windturbines op vogels en vleermuizen. Notitie in project 12-278. Bureau Waardenburg bv, Culemborg.
- Lensink R. & S. Dirksen 1998. Hoge zendmasten en het aanvaringsrisico voor vogels. Notitie project 98-072, Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Limpens H., H. Huitema & J. Dekker 2007. Vleermuizen en windenergie. Analyse van effecten en verplichtingen in het spanningsveld tussen vleermuizen en windenergie, vanuit de ecologische en wettelijke invalshoek. VZZ rapport 2006.50. Zoogdierverseniging VZZ, Arnhem.
- Poot H., B.J. Ens, H. de Vries, M.A.H. Donners, M.R. Wernand & J.M. Marquenie 2008. Green light for nocturnally migrating birds. *Ecology & Society* 13(2): 47 online www.ecologyandsociety.org/vol13/iss2/art47.
- Rodrigues, L., L. Bach, M.-J. Dubourg-Savage, J. Goodwin & C. Harbusch (2008). Guidelines for consideration of bats in wind farm projects. EUROBATS Publication Series No. 3 (English version). UNEP/EUROBATS Secretariat, Bonn.
- Trapp J. 1998. Bird kills at towers and other man-made structures: an annotated partial bibliography (1960-1998). Report, U.S. Fish and Wildlife Service, Virginia.
- Van de Laar F.J.T. 2007. Green light to birds; investigation into the effect of bird-friendly lighting. Report NAM locatie L15-FA-1 . NAM Assen, The Netherlands.
- Verheijen F.J. 1978. Orientation based on directivity, a directional parameter of the animals radiant environment. In K. Schmidt-Koenig & W.T. Keeton (eds.). *Animal migration navigation and homing*, pp. 431-440. Springer Verlag, Berlin.
- Verheijen F.J. 1980. The moon: a neglected factor in studies on collision of nocturnal migrant birds with tall lighted structures and with aircraft. *Vogelwarte* 30: 305-320.
- Verheijen F.J. 1981. Birds kills at tall lighted structures in the USA in the period 1935-1973 and kills at a Dutch lighthouse in the period 1924-28 show similar lunar periodicity. *Ardea* 69: 199-203

Winkelman J.E., F.H. Kistenkas & M.J. Epe 2008. Ecologische en natuurbeschermings-rechtelijke aspecten van windturbines op land. Alterra-rapport 1780. Alterra, Wageningen.



Bureau Waardenburg bv
Adviseurs voor ecologie & milieu
Postbus 365, 4100 AJ Culemborg
Telefoon 0345-512710, Fax 0345-519849
E-mail info@buwa.nl, www.buwa.nl

BIJLAGE 23





NOTITIE

Pondera Consult b.v.
dhr. M. ten Klooster
Postbus 579
7550 AN Hengelo (Ov)

DATUM: 9 september 2015
ONS KENMERK: 15-135/15.05469/HeiPr
UW KENMERK: e-mail met gunning, d.d. 24 augustus 2015
AUTEUR: drs. ing. R. Lensink & J. de Jong Msc.
PROJECTLEIDER: drs. H.A.M. Prinsen
STATUS: definitief
CONTROLE: drs. H.A.M. Prinsen

Toets bouw Windpark De Drentse Monden - Oostermoer en additionele depositie

Aanleiding

Drie partijen zijn voornemens om in het oosten van Drenthe het windpark De Drentse Monden - Oostermoer op te richten. De bouw van dit park zal gepaard gaan met transport van de benodigde onderdelen van het park en allerlei werkzaamheden in het park om windturbines op te oprichten. Deze activiteiten gaan gepaard met de inzet van materieel (kranen, machines, vrachtwagens) dat overwegend op dieselmotoren draait. Hierbij komt NO_x vrij dat vervolgens neerslaat (droog en nat) als NO₂. Deze additionele depositie kan gevolgen hebben voor natuur.

De drie initiatiefnemers hebben bij monde van Pondera Consult bv aan Bureau Waardenburg bv verzocht de omvang van de additionele depositie als gevolg van de bouw van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer in beeld te brengen en na te gaan of deze additie effecten kan hebben op beschermde natuur; in het bijzonder de instandhoudingsdoelen voor Natura 2000-gebieden.

Beschermde Natuur

Windpark De Drentse Monden - Oostermoer wordt gebouwd ten oosten van de Hondsrug in de Drentse veenkoloniën. Het windpark zelf ligt niet in een Natura 2000-gebied. Op de Hondsrug ligt het Natura 2000-gebied Drouwenezand. Op het Drents Plateau, aan de andere zijde van de Hondsrug, ontspringt de Drentse Aa. Deze laaglandrivier stroomt noordwaarts en maakt deel uit van het gelijknamige Natura 2000-gebied Drentse Aa. De aanvoer van het benodigde materiaal voor het windpark geschiedt voor een deel via wegen door Drenthe. De emissie en depositie die het gevolg is van transport over wegen door Drenthe, in combinatie met activiteiten op de locaties van de turbines (aanleg

opstelplaats, aanleg fundering, oprichten turbine), is onderwerp van deze notitie. Andere Natura 2000-gebieden liggen op grotere afstand van het plangebied alsook van de wegen nabij het plangebied die voor de aanvoer van materiaal en materieel gebruikt gaan worden.

Tabel 1 *Habitattypen en –soorten waarvoor het Natura 2000-gebied Drouwenerzand is aangewezen. SVI: staat van instandhouding; doelen = handhaven, > toename, =(<) handhaven en afname onder voorwaarde ten gunste van andere typen. kdw = kritische depositiewaarde van habitattypen, **groen** = niet gevoelig, **geel** = gevoelig, **rood** = zeer gevoelig. Prioritaire typen zijn met een sterretje (*) aangeduid.*

		SVI	doel	doel	doel	kdw
		landelijk	oppervlak	kwaliteit	kwantiteit	(mol/ha/j)
<i>Habitattypen</i>						
H2310	Stuifzandheiden met struikhei	--	=	>		1.071
H2320	Binnenlandse kraaiheibegroeiingen	-	=	=		1.071
H2330	Zandverstuivingen	--	=	=		714
H5130	Jeneverbesstruwelen	-	=	>		1.071
H6230	*Heischrale graslanden	--	=	>		857

Tabel 2 *Habitattypen en –soorten waarvoor de Drentse Aa is aangewezen. SVI: staat van instandhouding; doelen = handhaven, > toename, =(<) handhaven, afname onder voorwaarde ten gunste van andere typen. kdw = kritische depositiewaarde, **groen** = niet gevoelig, **geel** = gevoelig, **rood** = zeer gevoelig. Prioritaire soorten zijn met een sterretje (*) aangeduid.*

		SVI	doel	doel	doel	kdw
		landelijk	oppervlak	kwaliteit	kwantiteit	(mol/ha/j)
<i>Habitattypen</i>						
H2310	Stuifzandheiden met struikhei	--	=	>		1.071
H2320	Binnenlandse kraaiheibegroeiingen	-	=	>		1.071
H2330	Zandverstuivingen	--	=	=		714
H3160	Zure vennen	-	=	>		714
H3260A	Beken en rivieren met waterplanten	-	>	>		>2.400
H4010A	Vochtige heiden (hogere zandgronden)	-	>	>		1.214
H4030	Droge heiden	--	=	=		1.071
H5130	Jeneverbesstruwelen	-	=	>		1.071
H6230	*Heischrale graslanden	--	>	>		857
H6410	Blauwgraslanden	--	>	>		1.071
H6430A	Ruigten en zomen (moerasspirea)	+	=	=		>2.400
H7110B	*Actieve hoogvenen (heideveentjes)	--	=	>		786
H7140A	Overgangs- en trilvenen (trilvenen)	--	>	>		1.214
H7150	Pioniervegetaties met snavelbiezen	-	=	=		1.429
H9120	Beuken-eikenbossen met hulst	-	=	=		1.429
H9160A	Eiken-haagbeukenbossen (hogere zandgronden)--	--	>	>		1.429
H9190	Oude eikenbossen	-	=	=		1.071
H91D0	*Hoogveenbossen	-	>	>		1.786
H91E0C	*Vochtige alluviale bossen (beekbegeleidend)	-	>	>		1.857
<i>Habitatsoorten</i>						
H1099	Rivierprik	-	=	=	>	>2.400
H1145	Grote modderkruiper	-	=	=	=	>2.400
H1149	Kleine modderkruiper	+	=	=	=	>2.400
H1163	Rivierdonderpad	-	=	=	=	>2.400
H1166	Kamsalamander	-	>	>	>	>1.800

Het Drouwenerzand is aangewezen voor vijf habitattypen (tabel 1). Deze typen zijn kenmerkend voor het voormalige heidelandschap op droge, voedselarme en zure zandgronden.

De Drentse Aa is aangewezen voor een groot aantal habitattypen (tabel 2). Deze typen zijn kenmerkend voor een laaglandriviertje dat zich door een voormalig heidelandschap slingert. Van de vijf aangewezen habitatsoorten leven de vissen in de rivier en de salamander in voedselarme tot voedselrijke poelen en vennen.

Programma Aanpak Stikstof

Op 1 juli 2015 is het Programma Aanpak Stikstof (PAS) in werking getreden. Dit programma geeft met een gericht pakket van herstelmaatregelen enerzijds waarborgen voor behoud en herstel van stikstofgevoelige habitats en leefgebieden van soorten en biedt anderzijds ruimte voor nieuwe economische activiteiten. Voor projecten die vermeld zijn op een lijst met prioritaire projecten is op voorhand ruimte gereserveerd. Voor nieuwe projecten (niet-prioritair) geldt dat een toename (op een stikstof gevoelig habitat met thans al een overschrijding) kleiner dan 0,05 mol N/ha/jr verwaar-loosbaar klein is, een toename van 0,05-1,0 mol N/ha/jr zal bij het bevoegd gezag gemeld moeten worden, waarbij deze wordt opgenomen in de registratie van kleine projecten. Alleen een toename van meer dan 1,0 mol N/ha/jr vraagt om een uitgebreid oordeel, en noopt tot aanvragen vergunning Natuurbeschermingswet.

Achtergronddepositie

De huidige achtergronddepositie in het oosten van Drenthe ligt in het buitengebied rond 1.250 mol N/ha/jr, rond bewoningskernen ligt deze tussen 1.500 en 2.000 mol N/ha/jr en in de kernen ligt de additie juist boven 2.000 mol N/ha/jr (bron: geodata.rivm.nl/gcn/, september 2015) (figuur1).

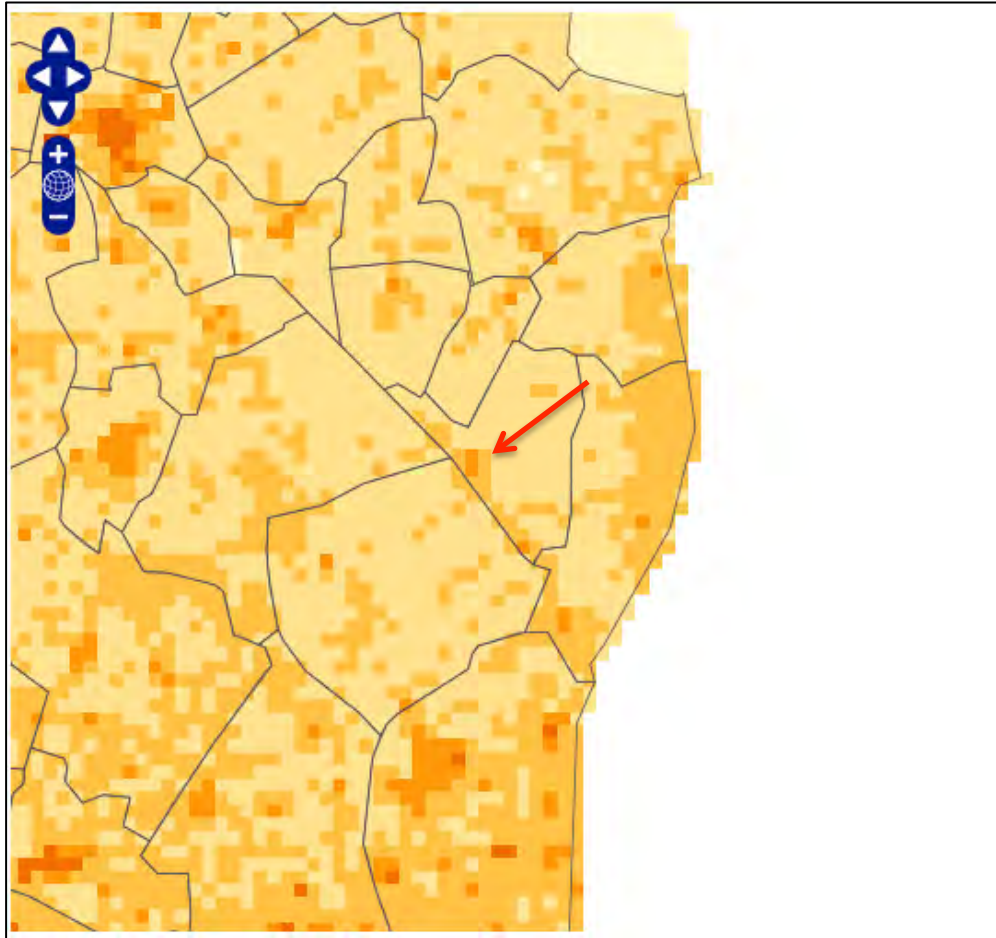
Additionele depositie

De omvang van de additionele depositie als gevolg van alle activiteiten die moeten leiden tot een functionerend windpark, is berekend aan de hand van de opgave van de initiatiefnemers van alle werkzaamheden. Samengevat komt dit neer op:

- maken funderingen;
- maken kraan-opstel-plaatsen
- oprichten turbines;
- aanleg kabels;

Steeds is daarbij transport van materiaal en onderdelen inbegrepen (zie bijlage 1).

Alle werkzaamheden die samenhangen met bouw en oprichting zullen een periode van twee jaar in beslag nemen. Het gaat dus nadrukkelijk om een tijdelijke additionele depositie, die twee jaar duurt.



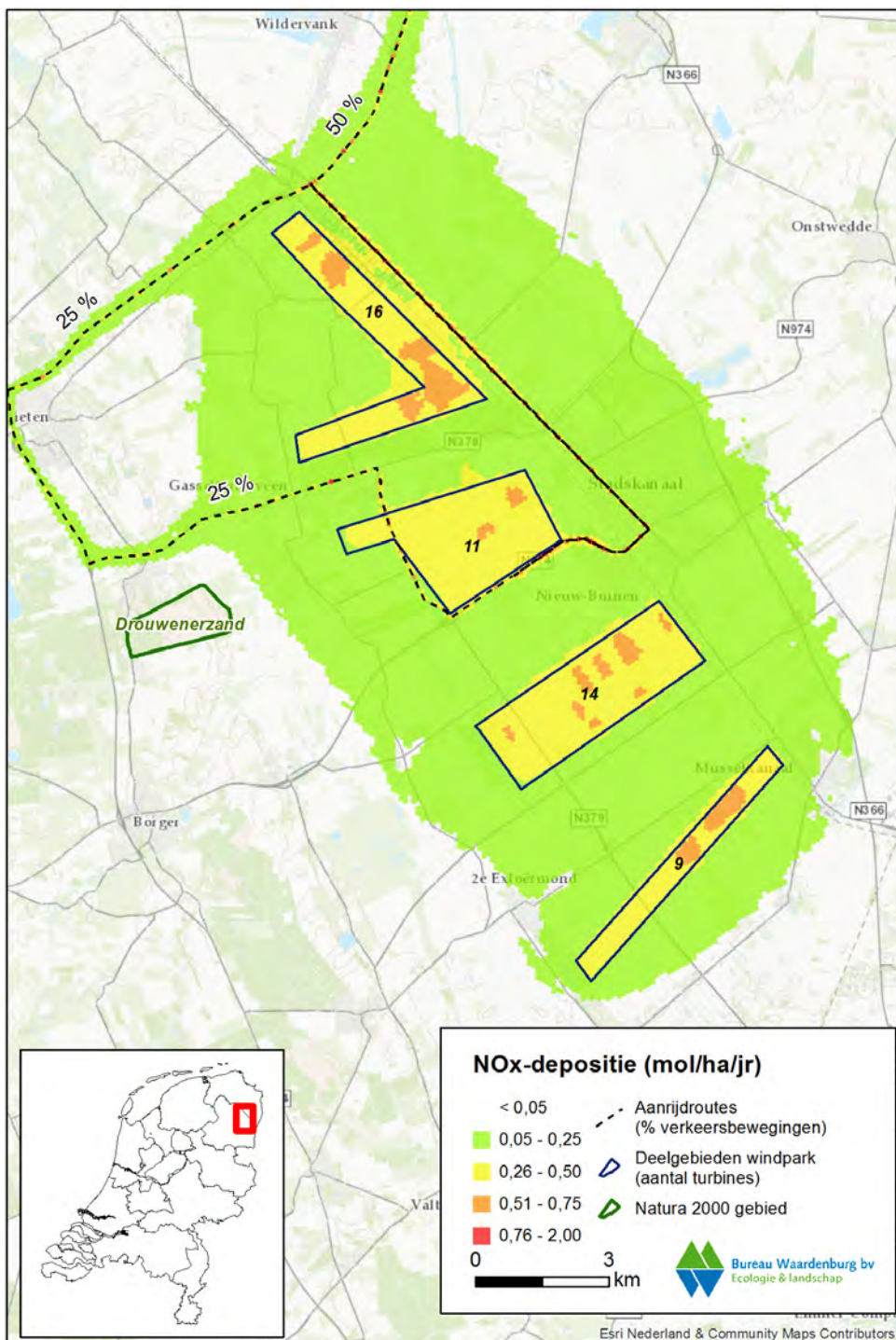
Figuur 1. Achtergronddepositie in 2015 in de omgeving van het toekomstige windpark De Drentse Monden - Oostermoer (www.geodata.rivm.nl/gcn/ gegevens september 2015). Met zwarte lijnen zijn gemeentegrenzen weergegeven. Bij de rode pijl ligt Stadskanaal, het windpark ligt hier ten zuidwesten van in de gemeenten Borger-Odoorn en Aa en Hunze.

De omvang van de tijdelijke additionele depositie is berekend met Aerius; de rekentool die in de PAS verplicht wordt gebruikt. In deze programmatuur worden alle bronnen van emissie voorzien van de benodigde parameterwaarden. De berekening resulteert in een kaartbeeld met de ruimtelijke verdeling van de depositie. De gridcellen op basis waarvan het beeld is berekend, zijn hexagonalen, met een oppervlakte van ruim een hectare.

In de berekeningen zijn transporten tot 5 km buiten het plangebied meegenomen. Daarnaast is het gebruik van aanvoerroutes gebaseerd op een schatting van de meest waarschijnlijke herkomst van materieel en materiaal. De gebruikte parameterwaarden (de invoer) zijn opgenomen in de bijlage, alsook een aantal kengetalen van de uitkomst.

Effecten op habitattypen?

In het Drouwenerzand is op dit moment al sprake van een overschrijding van de kritisch depositiewaarde door de achtergronddepositie. Als gevolg van bouw en oprichting van de windturbines wordt hier tijdelijk maximaal 0,04 mol N/ha/jr depositie aan toegevoegd (figuur 2). Dit is een hoeveelheid die in de systematiek van de PAS als verwaarloosbaar klein wordt beschouwd en niet leidt tot meetbare effecten.



Figuur 2 Additionele depositie als gevolg van alle activiteiten die samenhangen met bouw en oprichting van Windpark De Drentse Monden - Oostermoer (berekend met Aerijs 8 september 2015).

In de Drentsche Aa beslaat de additionele depositie als gevolg van bouw en oprichting van de windturbines tijdelijk maximaal 0,01 mol N/ha/jr. Dit is een hoeveelheid die in de systematiek van de PAS als verwaarloosbaar klein wordt beschouwd en niet leidt tot meetbare effecten.

Effecten op habitatoorten?

De Drentse Aa is aangewezen voor vijf habitatoorten waarvan de vissen in voedselrijk water leven. Voor alle vijf de soorten geldt dat de additionele depositie als gevolg van bouw en oprichting van de windturbines verwaarloosbaar klein is en niet leidt tot meetbare effecten.

Conclusie

Met behulp van Aerius is een tijdelijke additionele depositie als gevolg van bouw en oprichting van de windturbines berekend met een maximale omvang van 0,04 mol N/ha/jr op beschermde habitattypen in het Drouwenerzand en 0,01 mol N/ha/jr op habitattypen en habitatoorten in de Drentsche Aa. Deze tijdelijke en verwaarloosbaar kleine hoeveelheid heeft met zekerheid geen effect op beschermde habitattypen en habitatoorten in het Drouwenerzand en Drentsche Aa.

De conclusies zijn in lijn met hetgeen in een eerder stadium is geconcludeerd in:

Jonkvorst R.J. & H.A.M. Prinsen 2015. Passende Beoordeling Windpark De Drentse Monden - Oostermoer, provincie Drenthe; toetsing in het kader van de Natuurbeschermingswet 1998. Rapport 15-143, Bureau Waardenburg, Culemborg.

Voor vragen over deze notitie kunt u contact opnemen met dhr. R. Lensink.

Akkoord voor uitgave: drs. H.A.M. Prinsen
teamleider vogeleecologie

Paraaf:

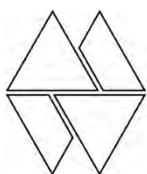


Bureau Waardenburg bv is niet aansprakelijk voor gevolgschade, alsmede voor schade welke voortvloeit uit toepassingen van de resultaten van werkzaamheden of andere gegevens verkregen van Bureau Waardenburg bv; opdrachtgever vrijwaart Bureau Waardenburg bv voor aanspraken van derden in verband met deze toepassing.

© Bureau Waardenburg bv / Pondera Consult bv

Dit rapport is vervaardigd op verzoek van opdrachtgever hierboven aangegeven en is zijn eigendom. Niets uit dit rapport mag worden vervaardigd en/of openbaar gemaakt worden d.m.v. druk, fotokopie, digitale kopie of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van de opdrachtgever hierboven aangegeven en Bureau Waardenburg bv, noch mag het zonder een dergelijke toestemming worden gebruikt voor enig ander werk dan waarvoor het is vervaardigd.

Het kwaliteitsmanagementsysteem van Bureau Waardenburg bv is door CERTIKED gecertificeerd overeenkomstig ISO 9001:2008.



Bureau Waardenburg bv
Onderzoek en advies voor ecologie en landschap

Postbus 365 4100 AJ Culemborg
Telefoon 0345 51 27 10
info@buwa.nl www.buwa.nl

