LBP|SIGHT

Toelichting omgevingsvergunning Windpark Goyerbrug in Houten

Onderdeel bouwen en Beperkte Milieutoets

Opdrachtgever
Windpark Goyerbrug BV
Contactpersoon
de heer R. Berendts
Kenmerk
R068362ab.18AKCNR.jwi
Versie
01_001
Datum
11 januari 2019
Auteur
Jos Wiegman (MSc)
Meriël Huizer (MSc)

Kelvinbaan 40, 3439 MT Nieuwegein | Postbus 1475, 3430 BL Nieuwegein | T (030) 231 13 77 | F (030) 234 17 54
E info@lbpsight.nl | www.lbpsight.nl | IBAN: NL62 RABO 036 42 36 558 | KvK 30073990 | BTW NL007093159B01

LBP SIGHT

Inhoudsopgave

1 Inleiding ... 4

1.1 Aanleiding ... 4
1.2 De aanvraag ... 4
1.3 Algemene gegevens ... 5
1.4 Overige vergunningen ... 5
1.5 M.e.r.-beoordelingsplicht ... 6
1.6 Het bestemmingsplan ... 6
1.7 Leeswijzer ... 6

2 Beschrijving van het project ... 7

2.1 Locatie ... 7
2.2 Kadastrale gegevens ... 7
2.3 Aanvraag met bandbreedte ... 7

3 Oprichting van een inrichting (Beperkte Milieutoets) ... 8

3.1 Inleiding ... 8
3.2 Omschrijving inrichting ... 8
3.2.1 Windturbine ... 8
3.2.2 Inrichtingsgrens ... 9
3.2.3 Opgesteld vermogen ... 10
3.2.4 Bedrijfstijden ... 10
3.3 Huidige situatie ... 10
3.4 Toekomstige situatie ... 10
3.5 Wijze van registratie milieubelasting ... 11
3.6 Geluid ... 12
3.7 Slagschaduw ... 21
3.8 Externe veiligheid ... 23
3.8.1 Wettelijk/beleidskader ... 23
3.8.2 Beoordeling ... 24
3.9 Radar ... 30
3.10 Lichthinder ... 31
3.11 Mitigerende maatregelen ... 32

4 Bouwen ... 33

4.1 Type bouwwerk ... 33
4.2 Afmetingen ... 34
4.3 Fundering ... 35
4.4 Aanleg wegen, kraanopstelplaatsen, elektrische/data infrastructuur ... 36
4.5 Gebruik ... 39
4.6 Schakelstation ... 39
4.7 Bouwveiligheidsplan ... 39
4.8 Brandveiligheid ... 40
4.9 Bouwkosten ... 40

5 Nog aan te leveren bescheiden en gegevens ... 41

LBP|SIGHT

Bijlagen

Bijlage 1	Vaststelling bevoegd gezag – Gedeputeerde Staten
Bijlage 2	Definitieve beschikking ontheffing Wnb – Gedeputeerde Staten
Bijlage 3	M.e.r. – beoordelingsbesluit – Gemeente Houten
Bijlage 4	Kadastrale kaarten – Kadaster
Bijlage 5	Onderzoek geluid en slagschaduw – LBP Sight
Bijlage 6	Rapport externe veiligheid – LBP Sight
Bijlage 7a	Molenaarsovereenkomsten – Windpark Goyerbrug
Bijlage 7b	Volmachten eigenaren – Windpark Goyerbrug
Bijlage 8a	Verklaring van geen bezwaar – Ministerie van Defensie
Bijlage 8b	Brief verklaring van geen bezwaar windpark Goyerbrug – TNO
Bijlage 9a	General description 4MW platform – Vestas
Bijlage 9b	Voor- en zijaanzichten – Mug Ingenieursbureau
Bijlage 9c	Aanzichten – Vestas
Bijlage 10	Principe tekening fundering – Vestas
Bijlage 11a	Wegen en kraanopstelplaatsen – Windpark Goyerbrug
Bijlage 11b	Duikers, sloten en compensatiegebied – Windpark Goyerbrug
Bijlage 12a	Principe tekening kabelsleuf – Van den Heuvel
Bijlage 12b	Kabeltracé – Windpark Goyerbrug
Bijlage 12c	Principe tekening inkoopstation – AKA
Bijlage 12d	Kruisingen oppervlaktewaterlichamen kabeltracé – Windpark Goyerbrug

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

Windpark Goyerbrug bv is voornemens Windpark Goyerbrug te realiseren tussen Houten en Wijk bij Duurstede. De locatie van het geplande windpark ligt in de gemeente Houten. De locatie van het Windpark Goyerbrug is opgenomen in de structuurvisie van de Provincie Utrecht en de structuurvisie van de gemeente Houten.

Het plan omvat vier nieuwe windturbines in lijnopstelling ten zuiden van het Amsterdam-Rijnkanaal. De lengte van de opstelling is circa 1.600 meter. Over het type windturbine is nog geen beslissing genomen. In ieder geval gaat het om vier dezelfde turbines met een ashoogte van minimaal 145 meter en maximaal 166 meter, en een rotordiameter van maximaal 150 meter. Het vermogen van het windpark bedraagt minimaal 14,4 MW en maximaal 22,4 MW.

Windpark Goyerbrug draagt bij aan 1) de Rijksdoelstelling van 6.000 MW Wind op land in 2020 2) de doelstelling van Provincie Utrecht van 65,5 MW aan opgesteld vermogen windenergie in 2020 en 3) de doelstelling van gemeente Houten om 9% van het totale energieverbruik lokaal duurzaam op te wekken in 2018 en klimaatneutraal te zijn in 2040.

Bij brief van 10 oktober 2018 heeft de Provincie Utrecht bepaald dat zij onder verwijzing naar artikel 9f, zesde lid, onder a van de Elektriciteitswet, afziet van toepassing van de gecoördineerde voorbereiding en bekendmaking van de benodigde besluiten ten behoeve van de realisatie van het Windpark Goyerbrug. Daarmee is de gemeente Houten het bevoegd gezag om op de aanvraag om omgevingsvergunning te beslissen. Het besluit van de Provincie Utrecht is bijgevoegd als *Bijlage 1 - Vaststelling bevoegd gezag - Gedeputeerde Staten*.

1.2 De aanvraag

De onderhavige aanvraag heeft betrekking op de volgende onderdelen:

- Het bouwen van een bouwwerk (4 windturbines en een schakelstation)
  (Wet algemene bepalingen omgevingsrecht (hierna: Wabo), artikel 2.1, lid 1, aanhef en onderdeel a)
- Het aanleggen van toegangswegen, kraanopstelplaatsen en elektrische/data infrastructuur.
  (Wabo, artikel 2.1, lid 1, aanhef en onderdeel b)
- Het oprichten van een inrichting (Beperkte milieutoets)
  (Wabo, artikel 2.1, lid 1, aanhef en onderdeel i, juncto Besluit omgevingsrecht, artikel 2.2a, lid 1, aanhef en onderdeel a, juncto Wet milieubeheer artikel 7.2, lid 1, aanhef en onderdeel b)
- Handelen in strijd met regels ruimtelijke ordening (Wabo, artikel 2.12, lid 1, onder a, onder 3)

Onderhavige aanvraag voorziet in:

- de bouw en exploitatie van de windturbines en bijbehorende kraanopstelplaatsen en schakelstation;
- overige bijbehorende voorzieningen, zoals wegen en elektrische infrastructuur.

Deze aanvraag betreft de bouw, het oprichten en inwerking hebben van een nog nader te specificeren windturbinetype. Zodoende wordt een flexibele vergunning aangevraagd. Dit betekent voor het onderdeel bouwen dat een bandbreedte wordt opgenomen met maximale en minimale afmetingen voor de ashoogte, rotordiameter en de tiphoogte en de dimensionering van de funderingen. Voor de aanvraag voor het onderdeel milieu wordt per relevant milieuaspect gekeken naar de maximale impact van deze bandbreedte op de omgeving. Er wordt voldaan aan de normen uit het Activiteitenbesluit.

Voorafgaand aan de start van de bouw wordt een definitieve keuze gemaakt voor een windturbinetype. Verzocht wordt om in de vergunning een voorschrift op te nemen op basis waarvan de keuze voor een windturbinetype uiterlijk drie maanden voorafgaand aan de start van de bouw aan het bevoegd gezag gemeld dient te worden. In hoofdstuk 5 wordt de lijst gegeven van alle later in te leveren bescheiden en gegevens op het moment dat de windturbinekeuze is bepaald. Met deze systematiek is enerzijds bij de verlening van de aangevraagde omgevingsvergunning duidelijk wat er mogelijk is en anderzijds bij de selectie van het windturbinetype een controlemoment voor het bevoegd gezag voorafgaand aan de start van de bouwwerkzaamheden.

1.3 Algemene gegevens

De aanvrager van de onderhavige vergunningsaanvraag betreft Windpark Goyerbrug B.V.

Naam	Windpark Goyerbrug B.V.
KvK-nummer	62710117
Contactpersoon	Dhr. R. Berendts
Adres	Heidetuin 57 3994 PD Houten

1.4 Overige vergunningen

Voor de bouw en exploitatie van het hier aangevraagde windpark is op 15 juni 2018 een ontheffing Wet natuurbescherming aangevraagd voor het (voorwaardelijk) opzettelijk doden van vogels en vleermuizen. De benodigde ontheffing op grond van de Wet natuurbescherming kan worden verleend omdat de gunstige staat van instandhouding niet in het geding is en ook aan de overige voorwaarden voor verlening van de ontheffing wordt voldaan. Op 14 december 2018 is door Provincie Utrecht dan ook besloten om – onder het opleggen van voorschriften - ontheffing te verlenen van de verbodsbepalingen genoemd in artikel 3.1, eerste lid van de Wet natuurbescherming voor zover dit betreft het opzettelijk doden van vogels en vleermuizen. De beschikking van dit besluit is bijgevoegd als *Bijlage 2 - Definitieve beschikking ontheffing Wnb - Gedeputeerde Staten.*

1.5 M.e.r.-beoordelingsplicht

De oprichting van een windturbinepark valt onder de activiteiten die in categorie 22.2 van onderdeel D van de bijlage bij het Besluit milieueffectrapportage, zie tabel 1.1. In onderdeel D zijn zogenaamde m.e.r.-beoordelingsplichtige activiteiten zijn opgenomen.

Tabel 1.1
Categorie 22.2, bijlage 2, onderdeel D Besluit m.e.r.

Categorie	Activiteiten	Gevallen	Plannen	Besluiten
D 22.2	De oprichting, wijziging of uitbreiding van een windturbine-park.	In gevallen waarin de activiteit betrekking heeft op (1) een gezamenlijk vermogen van 15 megawatt (elektrisch) of meer, of (2) 10 windturbines of meer.	De structuurvisie, bedoeld in de artikelen 2.1, 2.2 en 2.3 van de Wet ruimtelijke ordening, en de plannen, bedoeld in de artikelen 3.1, eerste lid, 3.6, eerste lid, onder-delen a en b, van die wet.	Het besluit bedoeld in artikel 6.5, onderdeel c, van de Waterwet, het besluit, bedoeld in artikel 3, eerste lid, van de Wet windenergie op zee of de besluiten waarop afdeling 3.4 van de Algemene wet bestuursrecht en een of meer artikelen van afdeling 13.2 van de wet van toepassing zijn dan wel waarop titel 4.1 van de Algemene wet bestuurs-recht van toepassing is.

Met een gezamenlijk vermogen van minimaal 14,4 en maximaal 22,4MW overschrijdt Windpark Goyerbrug de drempelwaarde van 15MW of meer, zoals genoemd in de derde kolom van tabel 1.1. Daardoor is een m.e.r.-beoordeling noodzakelijk en niet enkel een *vormvrije* m.e.r.-beoordeling. Op 21 november 2018 heeft Windpark Goyerbrug bv de *aanmeldingsnotitie m.e.r.-beoordeling Windpark Goyerbrug* ingediend. De gemeente Houten heeft bij besluit van 8 januari 2019 aangegeven dat er geen omstandigheden zijn die aanleiding geven om een m.e.r. - procedure uit te voeren en een MER op te stellen. Het m.e.r beoordelingsbesluit is bijgevoegd in *Bijlage 3 - M.e.r. - beoordelingsbesluit – Gemeente Houten*, bij deze toelichting.

1.6 Het bestemmingsplan

De aangevraagde vergunning is in strijd met het bestemmingsplan 'Eiland van Schalkwijk' (vastgesteld op 30 augustus 2017). Gelet op het bepaalde in artikel 2.10 lid 2 van de Wabo dient beoordeeld te worden of vergunningverlening onder toepassing van artikel 2.12 van de Wabo mogelijk is. In dit geval wordt afgeweken van het geldende bestemmingsplan. Medewerking kan alleen worden verleend met toepassing van artikel 2.12, lid 1, onder a, onder 3 van de Wabo.

1.7 Leeswijzer

In hoofdstuk 2 wordt het project beschreven. Hoofdstuk 3 belicht de milieuaspecten en hoofdstuk 4 gaat in op de activiteit bouwen. Omdat het een aanvraag met een bandbreedte betreft, wordt een deel van de informatie later (na de definitieve keuze van een type windturbine) ingediend. Dit wordt in hoofdstuk 5 aangegeven. De onderzoeksrapporten en tekeningen waar in de tekst van deze toelichting naar wordt verwezen, zijn als bijlagen bij deze toelichting gevoegd.

Separaat zijn in het Omgevingsloket Online ook ingediend
- Meldingsformulier Activiteitenbesluit milieubeheer
- Toestemming landeigenaren

2 Beschrijving van het project

2.1 Locatie

Het plangebied ligt evenwijdig aan de zuidkant van het Amsterdam-Rijnkanaal ter hoogte van de Goyerbrug in de gemeente Houten. Het omringende gebied bestaat voornamelijk uit agrarische gronden. Ten zuiden van het plangebied ligt het natuurgebied de Buitenwaard en aansluitend ligt de Lek. Aan de noordzijde van het kanaal liggen de kernen Dwarsdijk (op circa 1,3 kilometer afstand) en 't Goy (op circa 1,7 afstand). De nieuwe windturbines komen in een lijnstopstelling van circa 1,5 kilometer te staan.

2.2 Kadastrale gegevens

De ontwikkeling vindt plaats op meerdere percelen. Het gaat om de percelen kadastraal bekend als gemeente Houten K162, K696 en C1893. De percelen kadastraal bekend als gemeente Houten C1892, C1893, K642 en K643 worden als onderdeel van de inrichting opgenomen in verband met de technische, organisatorische en functionele binding uit hoofde van de molenaarsfunctie. Voor het kabeltracé worden mogelijk ook de percelen kadastraal bekend als gemeente Houten K185 en K845 gebruikt. Voor de kadastrale kaarten van de percelen wordt verwezen naar *Bijlage 4 - Kadastrale kaarten - Kadaster*.

2.3 Aanvraag met bandbreedte

Het betreft een omgevingsvergunningaanvraag voor een viertal windturbines. Er is nog geen keuze gemaakt in het merk en type windturbine dat wordt geplaatst. In overeenstemming met jurisprudentie is er voor de afmetingen van de windturbines een bandbreedte aangevraagd (zie ook: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland, Brochure Windenergie en flexibel vergunnen, april 2016). Binnen deze bandbreedte zijn er bij de realisatie verschillende turbinetypen van verschillende windturbinefabrikanten mogelijk. Mogelijke turbinetypen zijn genoemd in tabel 2.1. Het vermogen van het windpark bedraagt maximaal 22,4 MW.

Tabel 2.1
Mogelijke turbinetypen binnen de genoemde bandbreedte

Type	*Vermogen*	*Ashoogte*	*Rotordiameter*
Nordex 131	3,9 MW	145 meter	131 meter
Nordex 149	4,0 - 4,5 MW	164 meter	149 meter
Senvion 3.7M140	3,7 MW	160 meter	140 meter
Senvion 4.2M148	4,2 MW	165 meter	148 meter
Vestas 136	3,6 MW	149 meter	136 meter
Vestas 150	4,0 – 4,2 MW	166 meter	150 meter

3 Oprichting van een inrichting (Beperkte Milieutoets)

3.1 Inleiding

In dit hoofdstuk wordt de aanvraag voor een vergunning op basis van de Wabo artikel 2.1 lid 1 onder e toegelicht. Dit betreft het oprichten en in werking hebben van een inrichting, zijnde het windpark. Bij de verschillende onderzoeken die aan de omgevingsvergunningaanvraag ten grondslag liggen, zijn de berekeningen uitgevoerd gebaseerd op het maximale effect op de omgeving.

3.2 Omschrijving inrichting

3.2.1 Windturbine

Een windturbine zet de energie uit wind door de draaiing van de rotorbladen via een generator om in elektriciteit. Voor dit proces worden geen grond- of hulpstoffen gebruikt. De belangrijkste onderdelen van de windturbine, ongeacht het type, zijn:

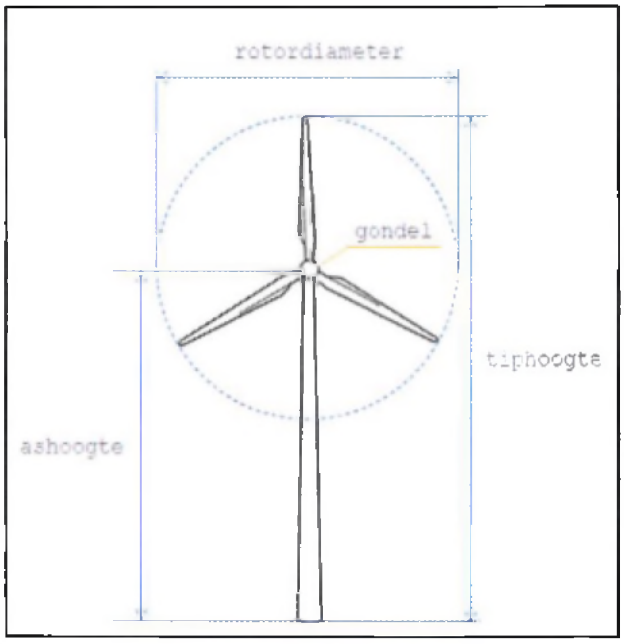
- Fundering
- Mast
- Gondel
- Rotorbladen

Zoals in paragraaf 2.3 is aangegeven is er nog geen keuze gemaakt in het merk en type windturbine dat wordt geplaatst. Daarom wordt er in de vergunning een bandbreedte qua afmetingen van de windturbines aangevraagd. De bandbreedte in afmetingen gaat ook samen met een bandbreedte in vermogen. Het totale parkvermogen wordt maximaal 22,4 MW.

De opwekking van elektriciteit vindt plaats in de gondel bovenin de windturbine. De belangrijkste onderdelen van de windturbine worden hieronder verder toegelicht:

- Drie rotorbladen;
- De gondel met generator die de hoofdonderdelen bevat waar de rotor aan bevestigd wordt;
- De generator voor het omzetten van de draaiing van de rotorbladen in elektriciteit;
- De hub is de naaf waar de rotorbladen aan bevestigd zijn;
- Bladadaptors verbinden de rotorbladen met de hub (de 'neus' van de windturbine) waarmee de hoek van het rotorblad kan worden aangepast aan de heersende windomstandigheden;
- Het fundatieblok bestaat uit gewapend beton en wordt onderheid;
- De mast waarop de gondel wordt geplaatst is rond en conisch gevormd.

Op figuurtabel 3.1 is een algemeen aanzicht van een windturbine gegeven.



Figuur 3.1
Algemeen aanzicht windturbine

3.2.2 Inrichtingsgrens

De inrichting van een windpark kenmerkt zich op drie onderdelen:

1. Fundatie van de windturbine.
2. Permanente kraanopstelplaats.
3. Overzwaaicontour van de rotorbladen.

De windturbines worden geplaatst in een lijnopstelling van circa 1.600 meter, op circa 105 tot 125 meter van de zuidelijke oevergrens van het Amsterdam-Rijnkanaal. Op figuur 3.2 is de lijnopstelling weergegeven.

Figuur 3.2
Globale ligging plangebied (links, blauw omcirkeld) en locatie van de geplande windturbines (rechts, groen gemarkeerd)

3.2.3 Opgesteld vermogen

Het opgesteld vermogen is pas exact te geven op het moment dat de definitieve turbinekeuze is gemaakt. In de aanvraag is aangegeven dat de definitieve turbinekeuze en daarmee dus ook het definitief te kiezen opgesteld vermogen voorafgaand aan de bouw wordt overlegd aan de vergunningverlenende instantie. Het opgesteld vermogen ligt naar verwachting tussen de 3,6 en 5,6 MW per turbine. Het windpark krijgt een vermogen van minimaal 14,4 MW en maximaal 22,4 MW.

3.2.4 Bedrijfstijden

Elk windturbinetype gaat in en uit bedrijf bij bepaalde windsnelheden. De windsnelheid ter hoogte van de rotoras is hierbij bepalend. Aangezien de omstandigheden niet afhankelijk zijn van dag of nacht is de windturbine in principe, bij voldoende wind, 24 uur per dag en 7 dagen per week in bedrijf.

3.3 Huidige situatie

Het plangebied ligt evenwijdig langs de zuidkant aan het Amsterdam-Rijnkanaal ter hoogte van de Goyerbrug in de gemeente Houten. Het karakter van het gebied wordt bepaald door de komgronden die ten noorden en noordoosten van Schalkwijk liggen en de oeverwal van de Lek. De gronden waar de windturbines worden gerealiseerd, zijn onbebouwd. De gronden worden agrarisch gebruikt.

3.4 Toekomstige situatie

De toekomstige situatie is weergegeven in figuur 3.3. De afbeeldingen zijn fotovisualisaties van de lijnsoptelling.

Figuur 3.3
Visualisatie van Windpark Goyerbrug vanaf de Lekdijk (nabij de afrit naar Schalkwijk)

3.5 Wijze van registratie milieubelasting

Milieubelasting is de fysieke belasting (in de vorm van schade, hinder of verontreiniging) van het milieu. Er zijn drie relevante effecten op de omgeving als gevolg van het in gebruik zijn van het windpark:

1. Geluid
2. Slagschaduw
3. Externe veiligheid

ad1. Voor wat betreft geluid wordt jaarlijks de geluidemissieterm L_{den} bepaald op basis van het werkelijk gebruik van de turbines (zoals ook voorgeschreven in de Activiteitenregeling artikel 3.14 e).

ad2. De potentiele slagschaduwhinder wordt berekend op basis van de afmetingen van de te plaatsen turbine(s). Voor woningen waar de norm uit het Activiteitenbesluit wordt overschreden, moeten de relevante windturbines van het windpark volgens het Activiteitenbesluit worden uitgerust met een stilstandsvoorziening. Hierbij wordt gebruik gemaakt van een slagschaduwcomputer i.c.m. een lichtsensor, die garandeert dat slagschaduw nooit boven de norm optreedt. De computer kent de gevoelige objecten en controleert voortdurend of er sprake is van slagschaduw.

ad3. Voor wat betreft externe veiligheid worden eventuele incidenten geregistreerd.

3.6 Geluid

Draaiende windturbines maken geluid. Het geluid van windturbines kan als storend worden ervaren. Dit is mede afhankelijk van het type windturbine, en de hoeveelheid achtergrondgeluid. Om geluidoverlast zoveel mogelijk te beperken zijn regels opgesteld. Deze regels en norm-systematiek voor het geluidniveau van een windpark zijn vastgelegd in in het Activiteitenbesluit. Voor windturbines gelden de grenswaarden uit het Activiteitenbesluit milieubeheer. Volgens dit besluit geldt voor geluid een jaargemiddelde norm van 47 dB L_{den} en 41 dB L_{night} ter plaatse van woningen van derden en andere gevoelige objecten.

Laagfrequent geluid
In praktijk bestaat geluid bijna nooit uit een zuivere toon met één frequentie, maar is opgebouwd uit verschillende frequenties. Het geluid van wegverkeer is bijvoorbeeld opgebouwd uit een laagfrequent geluid van de brommende motor, een middenfrequent geluid van de interactie tussen band en wegdek en mogelijk nog een hoogfrequent geluid van de luchtstroming om de auto. Geluid met een frequentie lager dan 100 Hz wordt in het algemeen laagfrequent genoemd.

Een windturbine is niet een bron met een bijzonder aandeel laagfrequent geluid. Wel bevat het geluid van een windturbine een deel van laagfrequent geluid. In de overdracht van turbine naar woning en van buiten naar binnen, wordt dit deel minder gereduceerd dan het midden- en hoogfrequente deel.

In de brief d.d. 31 maart 2014 aan de Tweede Kamer van de staatsecretaris van infrastructuur en milieu[1] wordt geconcludeerd dat de 'normale' geluidnorm (namelijk het Activiteitenbesluit) voor geluidhinder van windturbines voldoet. Via dit besluit is voor de wijze van meting en berekening van windturbinegeluid het 'Reken- en meetvoorschrift windturbines' (Bijlage 4 van de Regeling Algemene regels voor inrichtingen milieubeheer) van toepassing. De normstelling alsmede de meet- en rekenmethode geldt voor 'gewoon' geluid. Voor laagfrequent geluid zijn geen aparte eisen gesteld. Bij 'gewoon' geluid wordt impliciet ook het laagfrequent geluid meegenomen. Dit betekent dat laagfrequent geluid wel beoordeeld en meegenomen wordt in de toetsing aan de normen voor gewoon geluid.

De huidige Nederlandse geluidnorm is bedoeld om geluidhinder en slaapverstoring te voorkomen. De World Health Organization (afdeling Europa) heeft een groot samenvattend onderzoek naar geluid – waaronder windturbinegeluid – uitgevoerd. De resultaten van deze studie en de aanbevelingen voor overheden zijn gegeven in het rapport Environmental Noise Guidelines for the European Region, 2018. Volgens deze samenvattende studie is er geen of onvoldoende wetenschappelijk bewijs voor de volgende problemen in relatie tot windturbinegeluid: 1) hart- en vaatziekten 2) hoge bloeddruk 3) gehoorschade en oorsuizen 4) cognitieve stoornissen, waaronder problemen met spraak- en leesvaardigheden bij kinderen 5) ongunstige zwangerschapsuitkomsten. Er zijn beperkte aanwijzingen ("low quality evidence") dat bij een geluidsniveau van 45 dB L_{den} 10% van de onderzochte bevolking "grote ergernis" van het windturbinegeluid ondervindt. Deze geluidsniveaus komen bij Windpark Goyerbrug bij 9 huishoudens voor. Ook zijn er beperkte aanwijzingen gevonden dat mensen last kunnen hebben van een gestoorde nachtrust. Deze aanwijzingen bleken echter statistisch niet significant te zijn.

1 IENM/BSK-2014/44564

Dergelijke uitkomsten – hoewel minder prominent samengevat - zijn in 2015 ook door het RIVM vastgesteld. Het RIVM stelt dat "*Nederlands onderzoek liet zien dat het geluid van windturbines geen invloed had op problemen met in slaap vallen, maar wel op doorslapen. Een toename in geluidniveau tot boven ongeveer 45 decibel hing samen met een grotere kans op wakker worden. Dit was overigens niet het geval bij deelnemers met economische voordelen van windturbines.*" Er zijn ook geen aanwijzingen dat het aandeel laagfrequent geluid hier een bijzondere dan wel belangrijke rol in speelt. Onacceptabele hinder vanwege laagfrequent geluid is derhalve niet te verwachten indien voldaan wordt aan de geluidnorm van het Activiteitenbesluit.
Het turbinetype staat nog niet vast. Om een selectie van mogelijke turbines te maken, is als uitgangspunt de volgende bandbreedte toegepast:

- ashoogte: minimaal 145 meter en maximaal 166 meter;
- rotordiameter: maximaal 150 meter;
- vermogen: maximaal 22,4 voor het gehele windpark.

Binnen deze bandbreedte is gezocht naar turbinetypes die mogelijkerwijs op deze locatie gerealiseerd kunnen worden. In tabel 3.1 is een selectie gegeven van potentiële turbinetypes. Deze lijst is niet limitatief.

Tabel 3.1
Mogelijke turbinetypes

Turbine	Vermogen [MW]	ashoogte [m]
Nordex N131	3,9	145
Nordex N149	4,0-4,5	164
Senvion 3.7M140	3,7	160
Senvion 4.2M148	4,2	165
Vestas V136	3,6	149
Vestas V150	4,0-4,2	166

Bij de berekening van de geluidemissie van de windturbines zijn de volgende aspecten buiten beschouwing gelaten. Deze aspecten zorgen voor een lagere jaargemiddelde geluidbelasting.

- Stilstand door slagschaduw.
- Stilstand door vleermuizen.
- Stilstand door onderhoudswerkzaamheden.

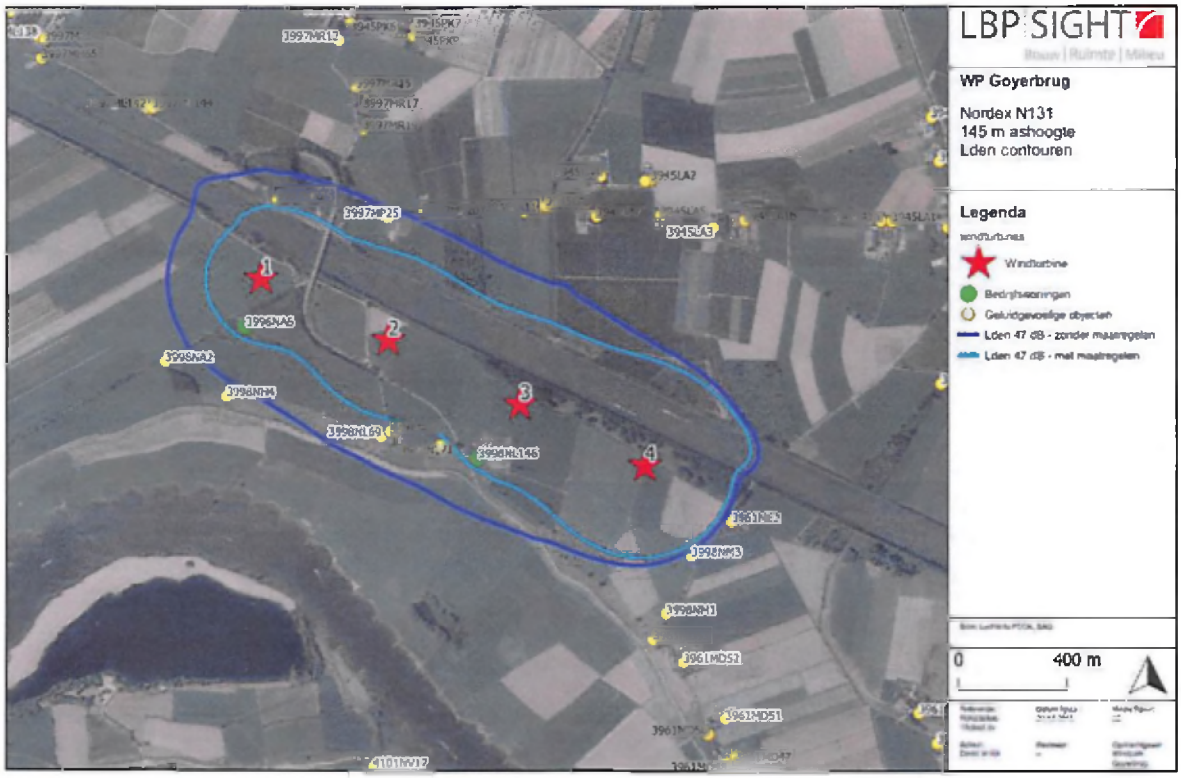
Resultaten onderzoek
Toetsing aan normen uit het Activiteitenbesluit
Uit de rekenresultaten blijkt dat niet zonder meer voldaan wordt aan de grenswaarden uit het Activiteitenbesluit (L_{den} 47 dB en L_{night} 41 dB). Mitigerende maatregelen zijn noodzakelijk.
In dit onderzoek is bepaald met welke noise-modes de turbines voldoen aan de grenswaarden uit het Activiteitenbesluit. Noise-mode-instellingen zijn maatregelen aan rotatiesnelheid van de rotor van de turbine waarmee de geluidsemissie van de windturbine naar de omgeving wordt verminderd. Dit is van invloed op de vermogensopbrengst van de windturbine. De benodigde noise-modes zijn opgenomen in tabel 3.2. Voor de Senvion turbines zijn de mode-instellingen niet opgegeven door de leverancier. Hier zijn de benodigde reducties in dB's gegeven.

Tabel 3.2

Benodigde noise modes

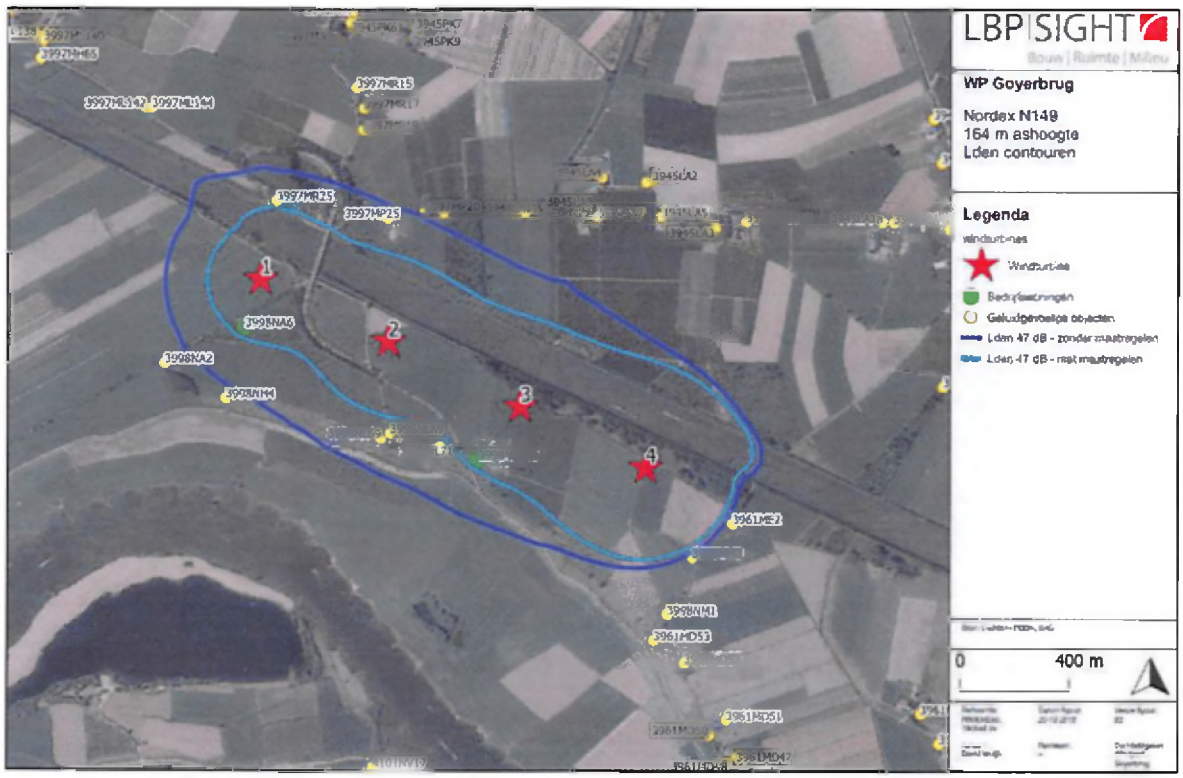
Turbinetype	Turbine	Dag (07:00 – 19:00 uur)	Avond (19:00 – 23:00 uur)	Nacht (23:00 – 07:00 uur)
Nordex N131	1	--	Mode 8 (-4,1 dB)	Mode 8 (-4,4 dB)
	2		--	Mode 6 (-3,6 dB)
	3		Mode 8 (-4,1 dB)	Mode 8 (-4,4 dB)
	4		--	--
Nordex N149	1	--	Mode 9 (-4,1 dB)	Mode 9 (-4,4 dB)
	2	--	--	Mode 9 (-4,4 dB)
	3	--	Mode 9 (-4,1 dB)	Mode 9 (-4,4 dB)
	4	--	--	--
Senvion 3.7M140	1	--	--	-3,5 dB
	2			-2,0 dB
	3			-3,5 dB
	4			--
Senvion 4.2M148	1	--	--	-4 dB
	2			-3 dB
	3			-4 dB
	4			--
Vestas V136	1	S03 (-2,9 dB)	S03 (-3,0 dB)	S03 (-3,3 dB)
	2	--	--	S03 (-3,3 dB)
	3	--	--	S04 (-6,2 dB)
	4	--	--	--
Vestas V150	1	--	--	S012 (-4,2 dB)
	2			S02 (-1,9 dB)
	3			S012 (-4,2 dB)
	4			--

De bovenstaande tabel uit het akoestisch onderzoek (zie ook *Bijlage 5 - Onderzoek geluid en slagschaduw - LBP Sight, tabel 3.3*) geeft de mogelijke noise-mode configuraties van de beschouwde windturbinetypes weer. Deze configuraties zijn niet limitatief, er bestaan mogelijk andere configuraties waarmee aan de grenswaarden voldaan kan worden. In een later stadium vindt deze optimalisering plaats. In de figuren 3.4 tot en met 3.9 zijn de L_{den} 47 dB contouren gegeven, inclusief de mitigerende maatregelen. Voor de tabellen met berekende geluidbelasting wordt verwezen naar het akoestisch onderzoek in de bijlage. Met de beschouwde mitigerende maatregelen voldoen alle turbinetypen aan de grenswaarden uit het Activiteitenbesluit.



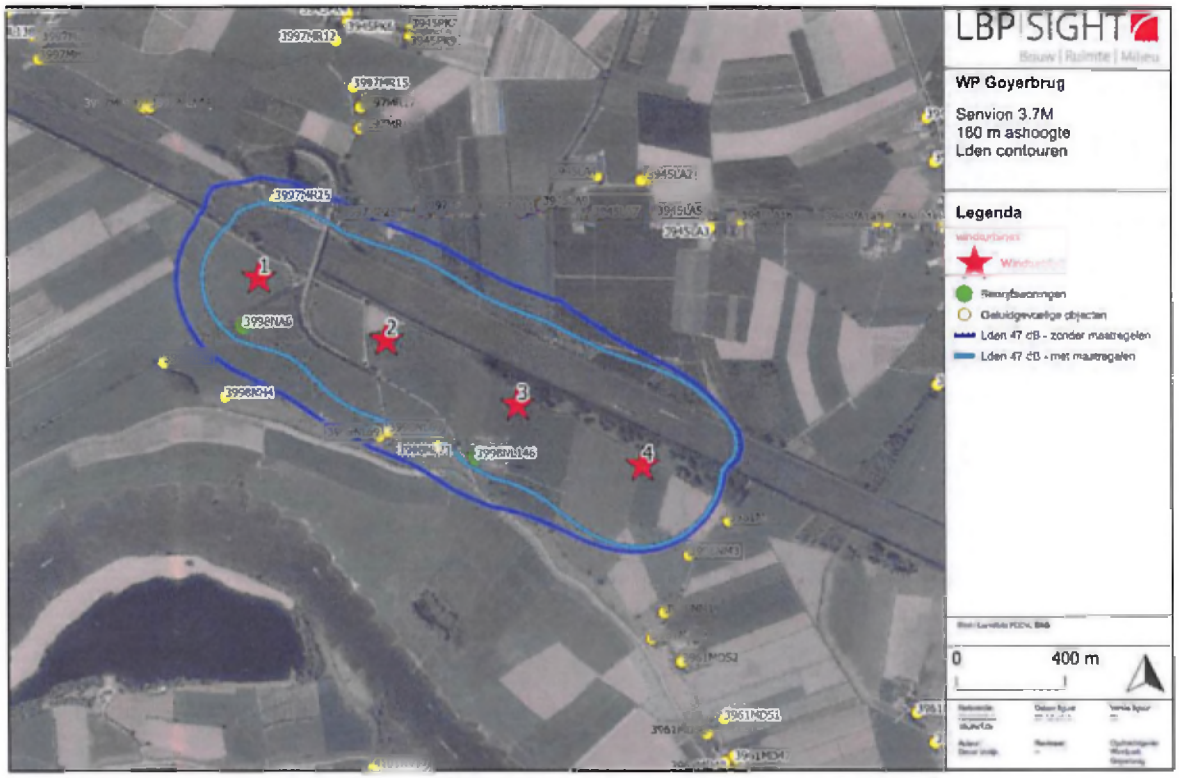
Figuur 3.4

L_{den} 47 dB contouren turbinetype Nordex N131, zonder en met mitigerende maatregelen.



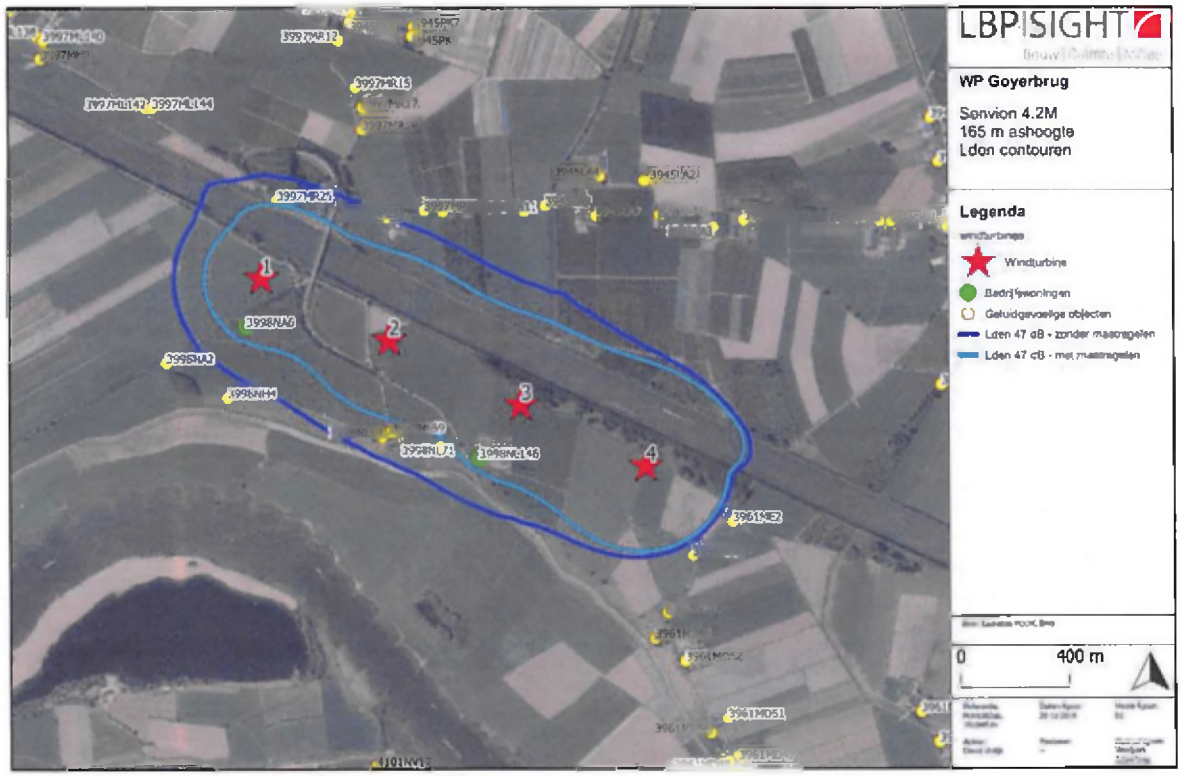
Figuur 3.5

L_{den} 47 dB contouren turbinetype Nordex N149, zonder en met mitigerende maatregelen.



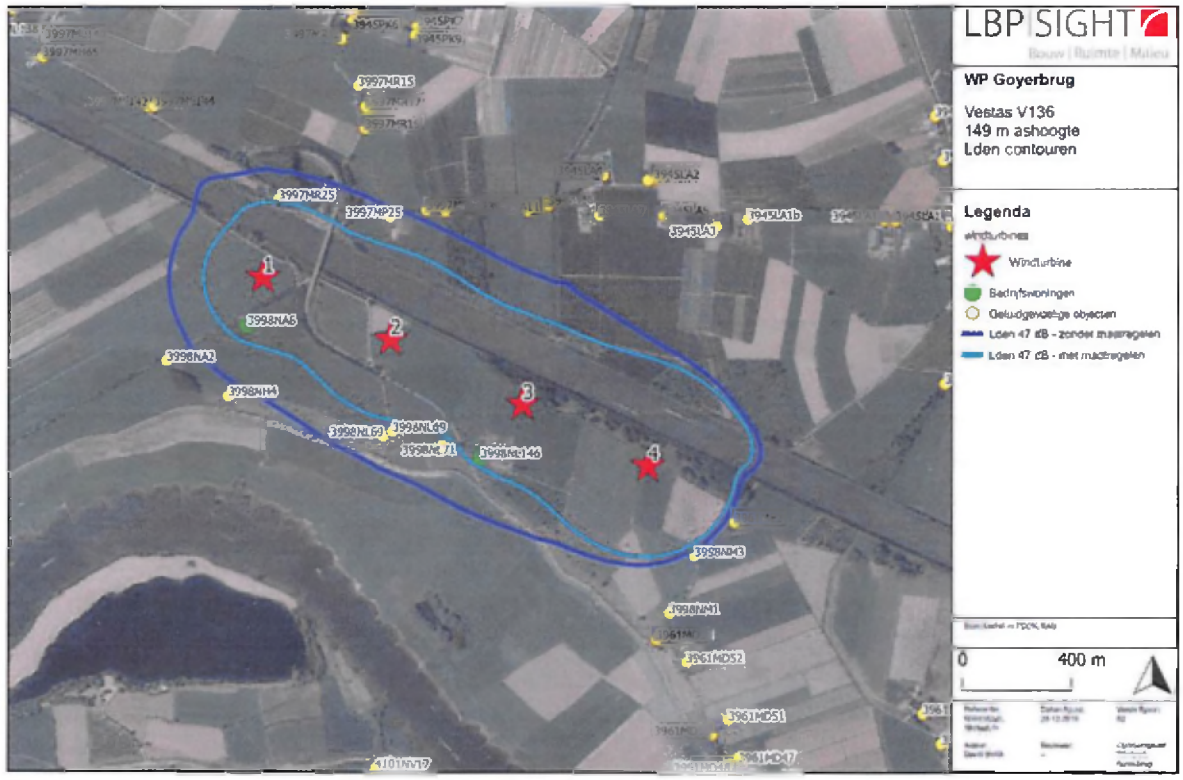
Figuur 3.6

L_{den} 47 dB contouren turbinetype Senvion 3.7M140, zonder en met mitigerende maatregelen.



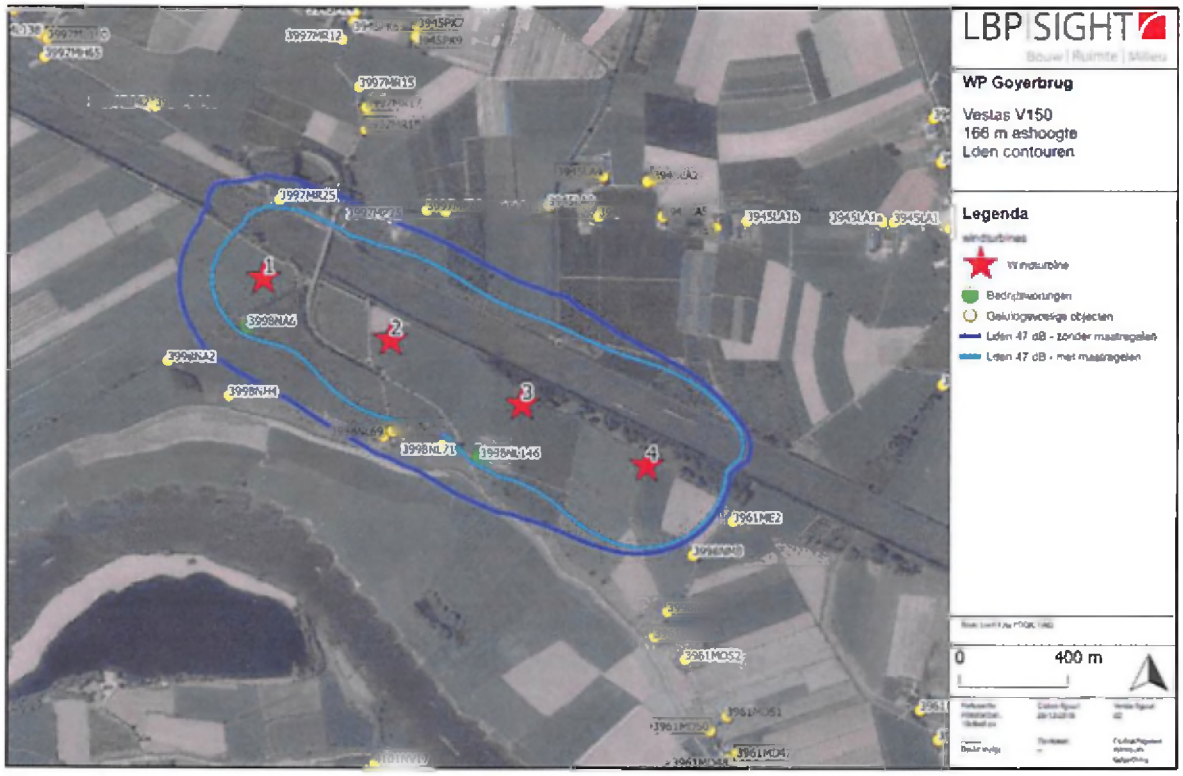
Figuur 3.7

L_{den} 47 dB contouren turbinetype Senvion 4.2M148, zonder en met mitigerende maatregelen.



Figuur 3.8

L_{den} 47 dB contouren turbinetype Vestas V136, zonder en met mitigerende maatregelen.



Figuur 3.9

L_{den} 47 dB contouren turbinetype Vestas V150, zonder en met mitigerende maatregelen.

Cumulatie met andere geluidbronnen
In het kader van een goede ruimtelijke ordening is de geluidbelasting vanwege windturbinegeluid gecumuleerd met andere geluidbronnen in de omgeving. De volgende geluidbronnen zijn bepalend voor de omgeving: wegverkeer (gezoneerd in het kader van de Wet geluidhinder) en scheepvaart (niet gezoneerd in het kader van de Wet geluidhinder). Voor scheepvaart bestaat geen apart beoordelingskader, maar is in deze cumulatiestudie wel betrokken. Andere bepalende geluidbronnen zijn niet aanwezig of liggen te ver weg om van invloed te zijn op de gecumuleerde geluidbelasting.

De cumulatieve geluidbelasting (L_{cum}) is bepaald conform de rekenmethode uit het Reken- en meetvoorschrift windturbines, zoals opgenomen in bijlage 4 bij de Regeling algemene regels voor inrichtingen milieubeheer. Met deze methode is de gecumuleerde hinderequivalente geluid-belasting berekend, waarbij rekening wordt gehouden met de verschillen in dosis-effectrelaties van de verschillende geluidbronnen. Daarbij is uitgegaan van specifieke formules, waarbij de berekende geluidwaarden (L_{den}-waarden, met uitzondering van industrielawaai) van de desbetreffende bronnen worden gebruikt om de hinderequivalente geluidwaarden te berekenen. Vervolgens zijn deze hinderequivalente geluidwaarden energetisch bij elkaar opgeteld. Een en ander is beschreven in het akoestisch onderzoek in *Bijlage 5 - Onderzoek geluid en slagschaduw - LBP Sight*.

De geluidbelasting van de twee verschillende geluidbronnen is berekend met behulp van rekenmodellen. De intensiteiten voor wegverkeer zijn verkregen van de gemeente Houten. De intensiteiten voor het scheepvaartverkeer zijn verkregen van Rijkswaterstaat.
De berekende, gecumuleerde, geluidbelasting is gegeven in tabel 3.3. De toename van de gecumuleerde geluidbelasting in tabel 3.4. Bij de berekeningen is uitgegaan van de situatie inclusief mitigerende maatregelen bij de windturbines. Voor de classificatie van de akoestische kwaliteit van de leefomgeving is gebruik gemaakt van de methode Miedema. De classificatie is aangegeven met kleurcodes.

Tabel 3.3
Gecumuleerde geluidbelasting

Toetspunt	Lcum Bestaand	N131 Lcum Nieuw	N149 Lcum Nieuw	3,7M140 Lcum Nieuw	4,2M148 Lcum Nieuw	V136 Lcum Nieuw	V150 Lcum Nieuw
3997ML144_ - Beusichemseweg 144	54	55	55	55	55	55	55
3998NL69_A - Beusichemseweg 69	47	58	57	58	58	58	58
3998NL71_A - Beusichemseweg 71	49	58	58	58	58	58	58
3998NL146_ - BW - Beusichemseweg 146	50	60	60	60	60	60	59
3998NA6_A - BW - Zuwedijk 6	56	62	61	62	62	62	61
3998NM1_A - Hoeksedijk 1	47	53	53	52	53	53	52
3961ME2_A - Hoeksedijk 2	43	57	57	56	56	57	56
3998NM3_A - Hoeksedijk 3	42	57	57	56	56	57	56
3945LA11_A - Kapelleweg 11	54	56	56	56	56	56	56
3945LA1b_A - Kapelleweg 1b	56	56	56	56	56	56	56
3997MP20_A - Kapelleweg 20	57	58	58	59	59	59	59
3997MP25_A - Kapelleweg 25	56	58	58	58	58	58	58
3997MP25a_ - Kapelleweg 25a	56	58	58	58	58	58	58
3945LA3_A - Kapelleweg 3	56	56	56	56	56	56	56
3945LA5_A - Kapelleweg 5	55	55	55	55	55	55	55
3945LA6_A - Kapelleweg 6	60	61	61	61	61	61	61
3945LA7_A - Kapelleweg 7	45	50	50	50	50	50	50
3945LA9_A - Kapelleweg 9	55	56	56	56	56	56	56
3998NH4_A - Lekdijk 4	53	55	55	56	55	56	55
3961MD52_A - Lekdijk West 52	50	52	52	52	52	52	52
3961MD53_A - Lekdijk West 53	52	54	54	54	54	54	54
3997MR19_A - Nachtdijk 19	51	53	53	53	53	53	53
3997MR25_A - Nachtdijk 25	57	60	60	60	60	60	60
3961MN 33_ - Wijkersloot 33	37	42	42	42	42	42	42
3998NA2_A - Zuwedijk 2	56	57	57	57	57	57	57

Lcum	Classificatie	Kleurcode
<50	goed	
50-55	redelijk	
55-60	matig	
60-65	tamelijk slecht	
65-70	slecht	
>70	zeer slecht	

Tabel 3.4

Toename gecumuleerde geluidbelasting

ID	N131	N149	3,7M140	4,2M148	V136	V150
	Toename					
3997ML144_ - Beusichemseweg 144	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
3998NL69_A - Beusichemseweg 69	10,5	10,6	10,5	10,6	10,6	10,2
3998NL71_A - Beusichemseweg 71	9,1	9,2	9,1	9,1	9,1	8,7
3998NL146_ - BW - Beusichemseweg 146	10,1	9,8	9,8	9,8	10,0	9,1
3998NA6_A - BW - Zuwedijk 6	6,4	5,9	6,0	6,1	6,0	5,0
3998NM1_A - Hoeksedijk 1	5,6	5,7	5,2	5,6	5,6	5,2
3961ME2_A - Hoeksedijk 2	12,5	12,5	11,9	12,5	12,5	11,7
3998NM3_A - Hoeksedijk 3	13,9	13,9	13,3	13,9	14,1	13,3
3945LA11_A - Kapelleweg 11	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
3945LA1b_A - Kapelleweg 1b	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
3997MP20_A - Kapelleweg 20	1,3	1,4	1,3	1,4	1,3	1,3
3997MP25_A - Kapelleweg 25	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3
3997MP25a_ - Kapelleweg 25a	2,3	2,5	2,4	2,5	2,4	2,2
3945LA3_A - Kapelleweg 3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
3945LA5_A - Kapelleweg 5	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
3945LA6_A - Kapelleweg 6	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
3945LA7_A - Kapelleweg 7	4,9	5,2	4,8	5,1	5,1	4,8
3945LA9_A - Kapelleweg 9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
3998NH4_A - Lekdijk 4	2,6	2,7	2,6	2,7	2,6	2,4
3961MD52_A - Lekdijk West 52	1,5	1,6	1,4	1,5	1,5	1,4
3961MD53_A - Lekdijk West 53	1,7	1,7	1,5	1,7	1,7	1,5
3997MR19_A - Nachtdijk 19	1,7	1,9	1,7	1,8	1,7	1,7
3997MR25_A - Nachtdijk 25	3,2	3,1	3,1	3,2	3,0	2,6
3998NA2_A - Zuwedijk 2	1,2	1,2	1,1	1,2	1,1	1,0

Uit de tabellen 3.3 en 3.4 blijkt dat:

- De gecumuleerde geluidbelasting per onderzochte turbinetype niet veel verschilt.
- Van de 25 beschouwde woningen (waarvan 2 bedrijfswoningen) treedt de grootste verandering op bij de 3.7M140 en de V136 turbines. Deze zijn als volgt:
  - 13 woningen blijven binnen dezelfde classificatie als in de bestaande situatie;
  - 2 woningen veranderen van classificatie goed naar redelijk;
  - 3 woningen veranderen van classificatie redelijk naar matig;
  - 5 woningen veranderen van classificatie goed naar matig, één hiervan betreft een bedrijfswoning;
  - 2 woningen veranderen van classificatie matig naar tamelijk slecht, één hiervan betreft een bedrijfswoning.
- Woningen die gelegen zijn binnen de directe invloed van wegverkeer of scheepvaart hebben al een hogere gecumuleerde geluidbelasting. Hier is het effect van het nieuwe windpark minimaal (bijvoorbeeld de woning aan de Kapelleweg 6 met een beperkte toename van 0,8 dB, maar wel een verandering van classificatie).

- Voor woningen die verderaf gelegen zijn van wegverkeer en scheepvaart, en die nabij het nieuwe windpark gelegen zijn, is het effect het grootst (bijvoorbeeld de woning aan Hoeksedijk 3 met een toename van 15 dB). Ter plaatse van deze woningen is de nieuw berekende gecumuleerde geluidbelasting in de ordegrootte van die woningen die al in de buurt van bestaande geluidbronnen liggen.
- Met een geluidbelasting van 47 dB L_{den}, die als grenswaarde geldt voor windturbinegeluid, komt de omgerekende, hinderequivalente, geluidbelasting reeds op 58 dB. Dit betekent dat bij een acceptabel geachte geluidbelasting vanwege windturbinegeluid automatisch een classificatie volgt van 'matig', conform de methode Miedema.

Bij het voorgaande moet worden bedacht dat een toename van de cumulatieve geluidbelasting inherent is aan het realiseren van een windpark in een relatief stille agrarische omgeving (zie ook de uitspraak van de Raad van State van 20 december 2017 (kenmerk 201608339/1/R6 en 201608341/1/R6, ECLI:NL:RVS:2017:3504)). Bij een aantal gevoelige objecten is sprake van een toename van de geluidbelasting. Deze toename wordt doorgaans aanvaardbaar geacht gelet op de doelen die worden nagestreefd met de realisatie van het windpark. Door toepassing van mitigerende maatregelen wordt in elk geval voldaan aan de grenswaarden voor windturbinegeluid uit het Activiteitenbesluit.

Cumulatie met andere windparken
In de omgeving van windpark Goyerbrug liggen enkele bestaande windparken. Het gaat om:
- Windpark Houten (op circa 7 kilometer afstand ten noordwesten van WP Goyerbrug)
- Windpark Nieuwegein (op circa 9 kilometer afstand ten noordwesten van WP Goyerbrug)
- Windpark Vianen (op circa 9,5 kilometer afstand ten westen van WP Goyerbrug)
- Windpark Culemborg (op circa 6,5 kilometer afstand ten zuidwest van WP Goyerbrug).

Wat betreft het aspect geluid liggen de windparken Houten, Nieuwegein, Vianen en Culemborg op een dusdanig grote afstand, waardoor een cumulatief effect van de L_{den}47-contour uitgesloten is.

3.7 Slagschaduw

Slagschaduw betreft de lichtflikkeringen die optreden vanwege de passerende schaduw veroorzaakt door de draaiende rotorbladen van een windturbine. Deze lichtflikkeringen treden op als vanaf de ontvanger gezien de rotorbladen van een windturbine de zonnestralen onderbreken. Op basis van het Activiteitenbesluit is het een vereiste om de slagschaduw op woningen te onderzoeken. De hinder doet zich vooral voor als de slagschaduw op het raam van een woning valt en hierdoor binnen in de woning sterke wisselingen in de lichtsterkte optreden. Windturbines veroorzaken geen slagschaduw als de lucht volledig bewolkt is, als de windturbine stil staat doordat het (vrijwel) windstil is of als rotorbladen parallel staan met de lijn tussen de ontvanger en de zon.

Voor slagschaduw geldt artikel 3.12 lid 1 van de Activiteitenregeling. Dit artikel stelt: "*Ten behoeve van het voorkomen of beperken van slagschaduw en lichtschittering is de windturbine voorzien van een automatische stilstandvoorziening die de windturbine afschakelt indien slagschaduw optreedt ter plaatse van gevoelige objecten voorzover de afstand tussen de windturbine en de gevoelige objecten minder dan 12 maal de rotordiameter bedraagt en gemiddeld meer dan 17 dagen per jaar*

gedurende meer dan 20 minuten per dag slagschaduw kan optreden en voorzover zich in de door de slagschaduw getroffen uitwendige scheidingsconstructie van gevoelige gebouwen of woonwagens ramen bevinden. De afstand geldt van een punt op ashoogte van de windturbine tot de gevel van het gevoelige object."

In het onderzoek zijn verschillende turbinetypen doorgerekend, inclusief de worst case turbine met de grootste rotordiameter en hoogste ashoogte. Het gaat hier om de Vestas V150 turbine op een ashoogte van 166 meter. In tabel 2.23.1 zijn de onderzochte turbines weergegeven. In de gehanteerde rekensoftware (Windpro, versie 3.2) zijn de in dit onderzoek beschouwde Senvion turbines nog niet opgenomen. Daarom is gekozen voor gelijkwaardige turbines, op de ashoogte behorende bij de beschouwde turbines. Voor de Senvion 3.7M140 is hiervoor de Senvion 3.4M140 op 160 meter ashoogte gehanteerd. Voor de Senvion 4.2M148 is de Nordex N149 op 165 meter gehanteerd. Deze laatste heeft een rotordiameter die 1 meter groter is dan de Senvion turbine. Hiermee volgt de berekening een worst-case benadering. De resultaten van het onderzoek zijn weergegeven in tabel 3.5.

Tabel 3.5
Rekenresultaten verwachte slagschaduw ter plaatse van de omliggende gevoelige objecten. Aantal dagen met meer dan 20 minuten slagschaduw.

Beoordelingspunt	Nordex N131	Nordex N149	Senvion 3.7M140	Senvion 4.2M148	Vestas V136	Vestas V150
A: 3998JD94	10	11	9	11	10	12
B: 3998JD87	9	16	15	16	10	16
C: 3997MR25	26	28	26	28	26	28
D: 3945LA3	12	21	16	21	12	21
E: 3945LA5	19	24	22	24	21	24
F: 3998NH4	29	33	31	32	31	33
G: 3945LA2a	15	20	18	20	16	21
H: 3998NL146	15	18	16	17	15	18
I: 3998JD88	10	15	15	15	13	16
J: 3998NL71	10	12	11	12	11	12
K: 3998JD91	13	13	13	13	14	14
L: 3997MP25a	31	37	35	37	33	37
M: 3998JK67a	10	17	16	17	12	18
N: 3945LA11	23	29	26	29	25	30
O: 3998NA2	15	20	17	20	16	20
P: 3998JD89	11	15	15	15	15	16
Q: 3998JD85	7	15	11	15	9	16
R: 3998JD92	12	13	11	13	12	13
S: 3998NA1	10	13	12	13	11	13
T: 3997MR17	12	15	14	15	13	15
U: 3945LA4	14	20	18	20	15	20
V: 3998JD90	14	15	14	15	14	15
W: 3998JD93	12	13	11	13	12	13
X: 3961ME2	15	15	15	15	15	15
Y: 3998JD86	8	16	12	16	10	17
Z: 3998JK68	10	13	10	12	10	12
AA: 3997MP20	27	32	30	32	28	32
AB: 3945LA1b	9	17	15	17	13	18
AC: 3997MP25	31	37	35	37	33	37
AD: 3945LA9	20	26	24	26	22	27
AE: 3945LA1a	8	11	10	11	9	11

Beoordelingspunt	Nordex N131	Nordex N149	Senvion 3.7M140	Senvion 4.2M148	Vestas V136	Vestas V150
AF: 3945LA7	**21**	**26**	**24**	**26**	**22**	**26**
AG: 3998NA6	**23**	**29**	**27**	**29**	**25**	**29**
AH: 3998JK68	13	15	13	15	13	15
AI: 3945LA2	**14**	**20**	**18**	**20**	16	**20**
AJ: 3997MR15	10	12	11	12	10	12
AK: 3998JD84	5	10	7	10	6	10
AL: 3997MR19	15	**18**	**17**	**18**	16	**18**
AM: 3945LA6	**27**	**31**	**29**	**31**	**28**	**31**
AN: 3997ML142	12	14	13	14	12	14
AO: 3997ML144	12	13	13	13	12	14
AP: 3998NL69	**36**	**36**	**35**	**36**	**36**	**36**
AQ: 3998JK67	10	**17**	16	**17**	12	**18**
AR: 3945LA1	7	10	8	10	8	10
AS: 3998NM3	0	0	0	0	0	5
AT: 3998NM1	0	0	0	0	0	0
AU: 3961MN33	5	10	8	10	7	10

Uit de tabel blijkt dat de slagschaduwnorm van gemiddeld 17 dagen per jaar met meer dan 20 minuten slagschaduw bij meerdere woningen overschreden kan worden, door alle turbinetypes. De turbines moeten daarom voorzien worden van een stilstandvoorziening, zodat voldaan wordt aan de slagschaduwnorm. Hierbij wordt gebruik gemaakt van een slagschaduwcomputer in combinatie met een lichtsensor, die garandeert dat slagschaduw nooit boven de norm optreedt. De computer kent de gevoelige objecten en controleert voortdurend of er sprake is van slagschaduw.

3.8 Externe veiligheid

Voor de veiligheid van de omgeving is de risicozonering in het Activiteitenbesluit van belang. Voor veiligheidseisen ten aanzien van de constructie, onderhoud, prestatie en netaansluiting bestaan verschillende normen.

3.8.1 Wettelijk/beleidskader

De risico's van windturbines met betrekking tot externe veiligheid worden gevormd door de volgende scenario's:

- breuk van windturbineblad;
- omvallen van een windturbine door mastbreuk;
- naar beneden vallen van de gondel en/of rotor;
- het naar beneden vallen van kleine onderdelen (bouten, blad- en tipdelen, ijs).

De plaatsing van een windturbine kan daardoor directe en indirecte risico's opleveren voor de omgeving. Onder directe risico's wordt verstaan de risico's die personen lopen om te overlijden, omdat zij worden geraakt door onderdelen van de windturbine. Onder indirecte risico's wordt verstaan de risico's die personen lopen om te overlijden ten gevolge van een domino-effect. Hierbij worden andere objecten geraakt, bijvoorbeeld een tankwagen of een bedrijf waar gevaarlijke stoffen worden opgeslagen. Het falen van een windturbine veroorzaakt een tweede incident met een eigen kans op overlijden. Mogelijk wordt er in een dergelijk scenario niet meer voldaan aan de normen voor externe veiligheid. Om te bepalen of deze risico's significant zijn voor de nabijgelegen objecten en activiteiten is er een risicoanalyse uitgevoerd. Daartoe is getoetst aan de daarvoor

geldende regels uit het Activiteitenbesluit en de normen uit het Handboek Risicozonering Windturbines en is aansluiting gezocht bij het Besluit externe veiligheid inrichtingen (Bevi) en het Besluit externe veiligheid transport (Bevt).

3.8.2 Beoordeling

Door LBP|SIGHT is een risicoanalyse uitgevoerd naar de risico's voor nabijgelegen objecten en activiteiten als gevolg van de ontwikkeling (zie *Bijlage 6 - Rapport externe veiligheid - LBP Sight*). Hieronder wordt het onderzoek beknopt behandeld. Voor berekeningen, definities, figuren en achtergronden wordt verwezen naar het onderzoek.

3.8.2.1 Uitgangspunten

Onderzochte windturbines

In tabel 3.6 is weergegeven welke turbines onderzocht zijn met de bijbehorende rotordiameter en tiphoogte. Verder is weergegeven wat per windturbinetype de bijbehorende maximale werpafstand, $PR10^{-5}$-contour en $PR10^{-6}$-contour is.

Tabel 3.6

Maximale werpafstanden (bij overtoeren) van de onderzochte windturbines

Turbine	*Rotordiameter*	*Tiphoogte*	*Maximale werpafstand (overtoeren)*	*$PR10^{-5}$-contour (m)*	*$PR10^{-6}$-contour (m)*
Vestas 136	136	217	494 meter	68	217
Vestas 150	150	241	492 meter	75	241
Nordex 131	131	211	520 meter	66	211
Nordex 149	149	239	529 meter	75	239
Senvion 140	140	230	391 meter	70	230
Senvion 148	148	239	454 meter	74	239

Onderzochte scenario's

Zoals in het wettelijk kader beschreven, worden de risico's van windturbines gevormd door de volgende scenario's:

1. breuk van windturbineblad;
2. omvallen van een windturbine door mastbreuk;
3. naar beneden vallen van de gondel en/of rotor;
4. het naar beneden vallen van kleine onderdelen (bouten, blad- en tipdelen, ijs).

In het onderzoek zijn alleen risico's 1 en 2 nader onderzocht. Voor het naar beneden vallen van de gondel en/of rotor (scenario 3) geldt dat incidenten alleen binnen een afstand van een bladlengte (enkele tientallen meters) vanaf de mast kunnen optreden. Aangezien binnen deze afstanden geen objecten en passanten voorkomen (en daarmee het risico per definitie is uitgesloten), blijft dit scenario in de berekeningen en beoordeling verder achterwege. Voor kleine onderdelen en ijsafwerping (scenario 4) is het risico dermate klein dat het PR hiervan verwaarloosbaar is (Handboek Risicozonering Windturbines, Bijlage C-38). Voor dit scenario zijn namelijk geen bijzondere omstandigheden aanwezig waardoor een aanvullend onderzoek nodig wordt geacht. Er kan bijvoorbeeld sprake zijn van een bijzondere situatie als het gebied onder de rotor vrij toegankelijk is voor passanten of als lokale weersomstandigheden significant afwijken van het gemiddelde Nederlandse klimaat. Daarom wordt ook 'ijsafwerping' en 'vallen van kleine onderdelen' niet verder onderzocht.

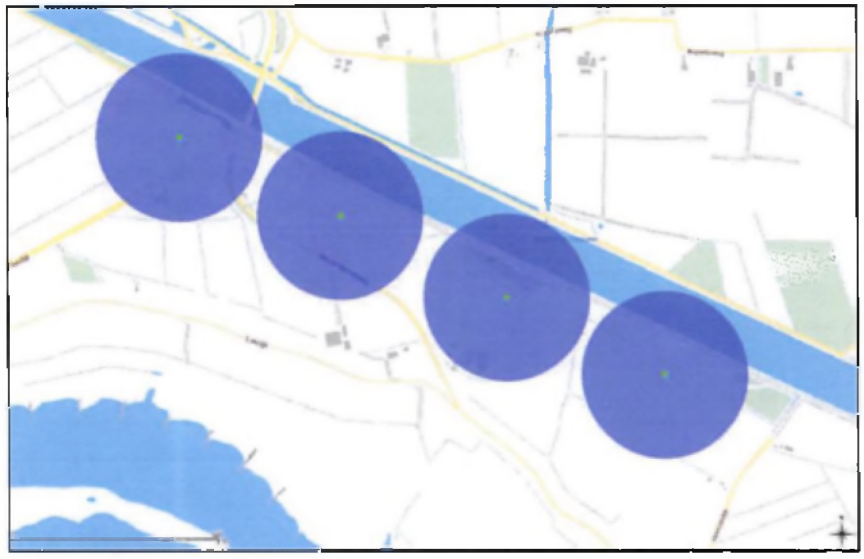
Invloedsgebied en maximale werpafstand
Om het invloedsgebied van de windturbines met betrekking tot externe veiligheid te bepalen, wordt de maximale werpafstand van een turbineblad berekend. De maximale werpafstand is de afstand dat een turbineblad weggeworpen kan worden wanneer dit afbreekt. In tabel 3.6 is weergegeven wat de maximale werpafstanden van de onderzochte windturbines zijn. De grootste werpafstand van alle onderzochte windturbines bij overtoerensituatie bedraagt 529 meter (Nordex 149).

Onderzochte categorieën
Volgens het Handboek Risicozonering Windturbines zijn nabijgelegen objecten in te delen is in één van de acht onderstaande hoofdcategorieën:
1. bebouwing;
2. wegen;
3. vaarwegen;
4. spoorwegen;
5. industrie;
6. buisleidingen;
7. hoogspanningsinfrastructuur;
8. dijklichamen en waterkeringen.

In het onderzoek zijn alleen de categorieën bebouwing, wegen, vaarwegen en dijklichamen en waterkeringen nader onderzocht. De categorieën spoorwegen, industrie, buisleidingen en hoogspanningsinfrastructuur zijn niet verder onderzocht, omdat deze categorieën zich niet binnen de maximale werpafstand (529 meter) van de windturbines bevinden.
1. spoorwegen (op circa 3.325 meter afstand, in de Blokhovenpolder in Schalkwijk);
2. industrie (ammoniakkoelinstallatie op circa 1.250 meter afstand, Tuurdijk 43 in 't Goy; géén Bevi-inrichting aanwezig binnen de maximale werpafstand);
3. buisleidingen (op circa 4.320 meter afstand, nabij Tunnelweg in Culemborg);
4. hoogspanningsinfrastructuur (op circa 7.550 meter afstand, nabij Rijnseweg in Bunnik).

3.8.2.2 **Resultaten**
Bebouwing
De maximale PR 10^{-5} contour ligt op 75 meter (zie tabel 3.6) en binnen deze contour zijn geen beperkt kwetsbare objecten aanwezig. Zie figuur 3.10. De PR 10^{-6} contour ligt op 241 meter (zie tabel 4.13.6) en binnen deze contour zijn geen kwetsbare objecten aanwezig. Zie figuur 3.11. Ter informatie, binnen de PR 10^{-6} contour (op 241 meter) zijn twee beperkt kwetsbare objecten aanwezig. Deze onroerende zaken zijn onderdeel van de inrichting van Windpark Goyerbrug en worden niet als object voor externe veiligheid meegenomen. Zie het kader met nadere toelichting.

Figuur 3.10
PR 10^{-5}-contour



Figuur 3.11
PR 10^{-6}-contour

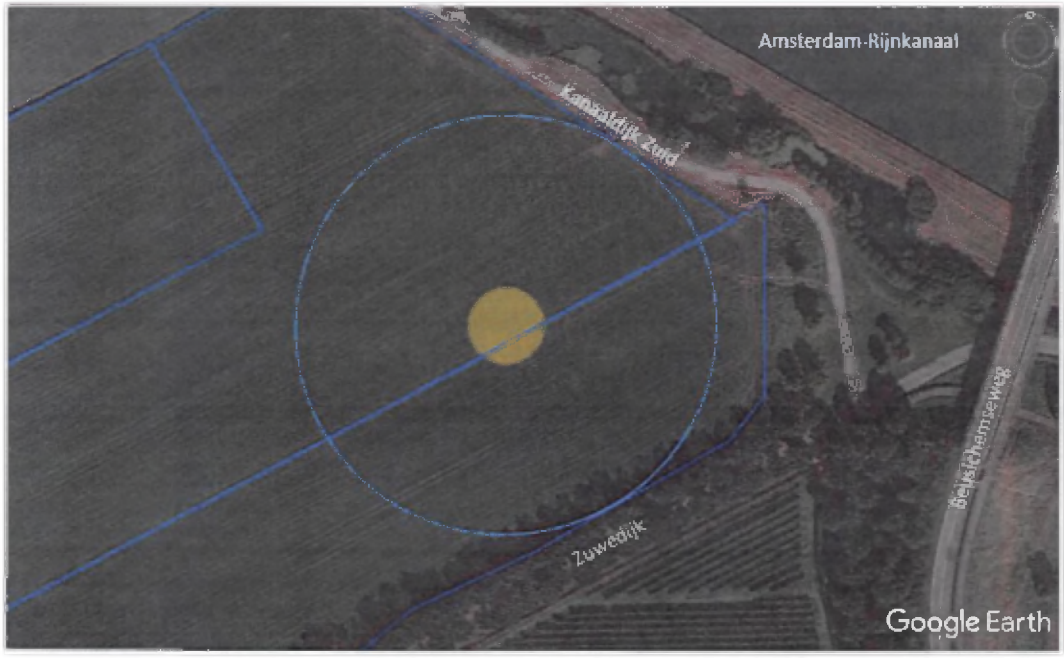
De bewoners van deze onroerende zaken hebben ten behoeve van Windpark Goyerbrug de taak van molenaar op zich genomen. Deze taak bestaat uit:

- *het vanuit de onroerende zaak toezicht houden op (de goede werking van) de windturbine die op de grond of in de nabijheid van de onroerende zaak staat. Dit betreft onder meer toezicht op de goede werking van de windturbine door middel van een computer die rechtstreeks in verbinding staat met de windturbine, het zo nodig (bij falen van de automatische stilstandsregeling) stilzetten van de windturbine ten tijde van ijsafzetting en het eventueel weer opstarten van de windturbine nadat het ijs is verwijderd. In overleg tussen partijen kan een andere invulling van de wijze van toezicht worden overeengekomen;*
- *het verzorgen van het onderhoud van het terrein direct rondom de windturbine en erop toezien dat onbevoegden het windpark en de directe omgeving niet betreden;*
- *ervoor zorgdragen dat het onderhoud aan het windpark ongehinderd plaats kan vinden.*

In verband met de technische, organisatorische en functionele binding met Windpark Goyerbrug, treden de betreffende onroerende zaken toe tot de inrichting en zijn daarom niet verder beschouwd als object in het kader van het extern risico - PR 10^{-6} contour. De molenaarsovereenkomsten waaruit de technische, organisatorische en functionele binding met de onroerende zaken en Windpark Goyerbrug blijkt, is als *Bijlage 7a – Molenaarsovereenkomsten - Windpark Goyerbrug* en *Bijlage 7b – Volmachten eigenaren – Windpark Goyerbrug* bij de ruimtelijke onderbouwing gevoegd.

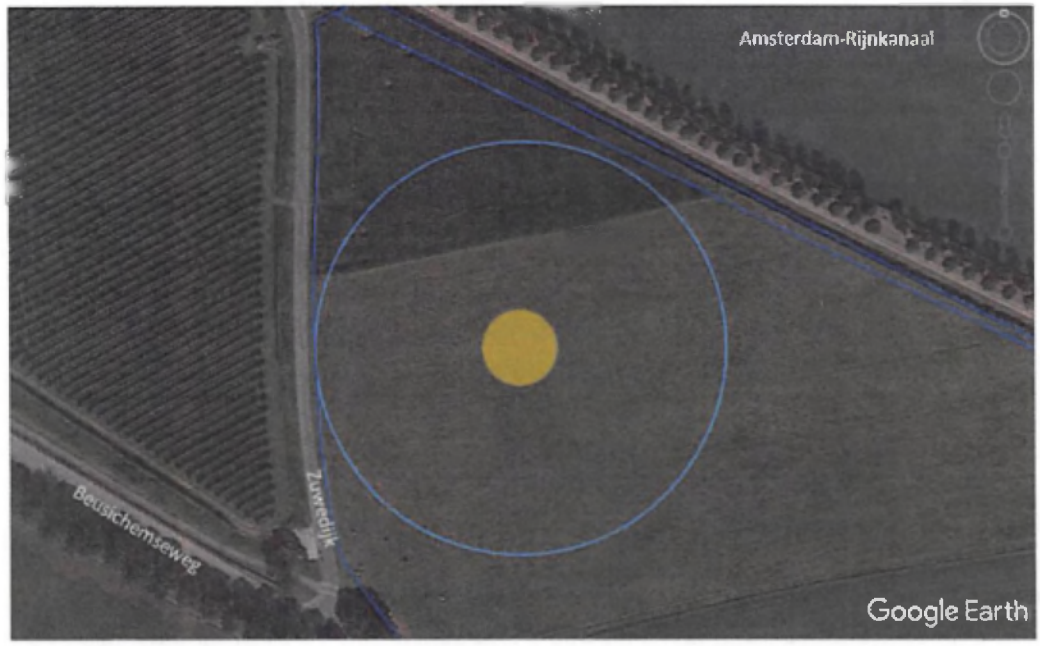
Wegen

De turbinebladen van de windturbines draaien niet over wegen heen. Zie figuur 3.12 tot en met 3.15.

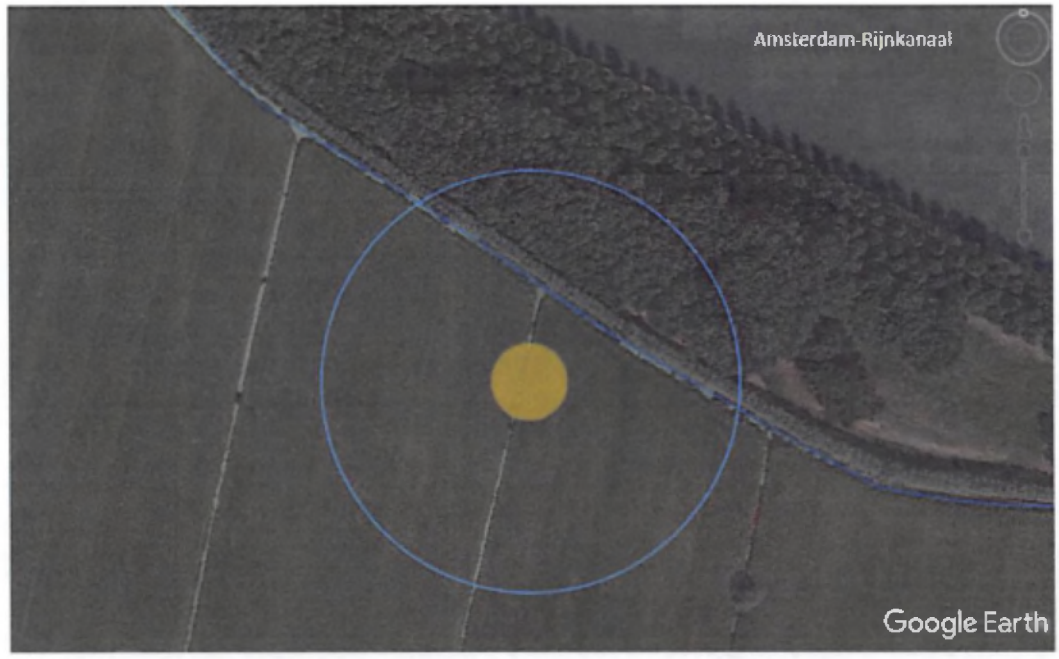


Figuur 3.12

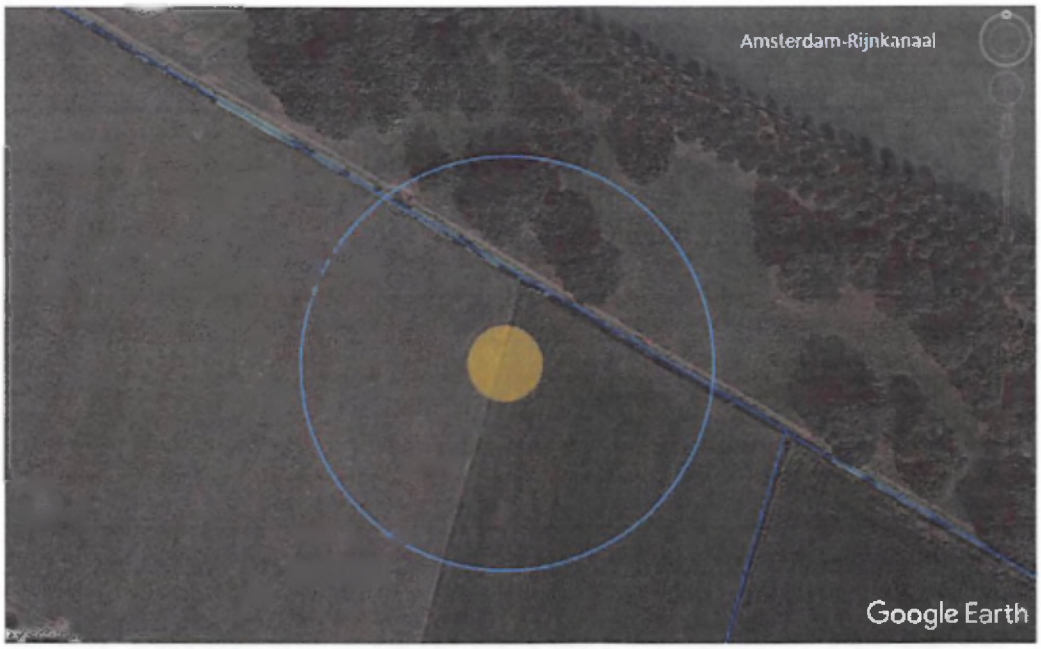
Situatietekening overdraai (inclusief locatie fundament en kadastrale grenzen) windturbine 1



Figuur 3.13
Situatietekening overdraai (inclusief locatie fundament en kadastrale grenzen) windturbine 2.



Figuur 3.14
Situatietekening overdraai (inclusief locatie fundament en kadastrale grenzen) windturbine 3.



Figuur 3.15
Situatietekening overdraai (inclusief locatie fundament en kadastrale grenzen) windturbine 4.

Voor het personenvervoer over de Zuwedijk en Kanaaldijk-Zuid is berekend wat het risico op ongevallen is tijdens bladbreuk (bij nominaal toerental en overtoeren) en mastbreuk. Dit wordt inzichtelijk gemaakt met het Individueel Passanten Risico (IPR) en Maatschappelijk Risico (MR). Zowel het IPR als het MR voor wegen voldoen ruim aan de normen. Het berekende IPR bedraagt $8{,}45.10^{-12}$ (de norm is 1.10^{-6}). Het berekende MR bedraagt $1{,}54.10^{-5}$ (de norm is $2{,}0.10^{-3}$).

Over de Zuwedijk en Kanaaldijk-Zuid vindt geen transport van gevaarlijke stoffen plaats en daarom is er geen sprake van risicotoename door plaatsing van de windturbines.

Vaarwegen
De turbinebladen van de windturbines draaien niet over de vaarwegen heen. Zie figuur 3.12 tot en met 3.15. Voor het personenvervoer over de vaarwegen (het Amsterdam-Rijnkanaal) geldt voor windturbines een minimale afstandseis van 50 meter uit de rand van de vaarweg. Aangezien de kortste afstand tot het Amsterdam-Rijnkanaal 105 meter bedraagt (bij turbine nummer 2), wordt voldaan aan de eis. Daarom hoeft het IPR en MR niet te worden berekend. Voor de volledigheid is dat in dit onderzoek wel gedaan. Daaruit blijkt dat het IPR en MR veel lager zijn dan de norm en daarmee acceptabel.

Het Amsterdam-Rijnkanaal is opgenomen in het aangewezen vaarwegennet voor gevaarlijke stoffen, het Basisnet Vaarwegen. Het kanaal ligt in het invloedgebied van de windturbines. Er moet daarom nagegaan worden dat de bijdrage aan de ongevalsfrequentie voor tankschepen acceptabel is voor wat betreft het plaatsgebonden risico en het groepsrisico als gevolg van ongevallen met gevaarlijke stoffen. Dit gebeurt net als bij wegen aan de hand van ongevallen zoals bladbreuk (bij nominaal toerental en overtoeren) en mastbreuk. Uit de berekening blijkt dat de faalfrequentie met schepen toeneemt met 2,72%. Dat is minder dan de norm van 10% zoals die wordt genoemd in het Handboek Risicozonering Windturbines. De toename van het

plaatsgebonden risico en het groepsrisico als gevolg van de situatie met windturbines vormt geen belemmering.

Dijklichamen en waterwegen
De windturbines zijn niet geplaatst in de primaire waterkering of in de beschermingszone. De turbines draaien ook niet over een dijklichaam of waterweg. Daarom zijn er geen negatieve gevolgen voor de waterkerende functie van de primaire waterkering.

3.9 Radar

Het Besluit algemene regels ruimtelijke ordening (Barro) en de bijbehorende regeling (Rarro) bevatten het toetsingskader voor radarverstoring van defensieradar. Op grond van artikel 2.6.9 Barro, waarin is voorgeschreven dat onder meer een omgevingsvergunning voor bouwwerken (zoals windturbines) met een grotere bouwhoogte dan is opgenomen in de Rarro, moet worden getoetst aan de rekenregels voor radarverstoring. Deze toets wordt uitgevoerd met behulp van het rekenmodel Perseus dat wordt beheerd door TNO. Voor nieuwe windturbines geldt dat toetsing verplicht is binnen een gebied van 75 km rondom een radarpost die in de Rarro is aangewezen.

Op grond van de wettelijke regeling in het Barro wordt de mogelijke verstoring van het defensie-radar als gevolg van radarreflectie en schaduwwerking berekend en uitgedrukt in een percentage-verlies aan detectiekans van objecten. Het verlies aan detectiekans mag niet meer bedragen dan de minimale detectiekans die door het Ministerie van Defensie op de betreffende locatie wordt gehanteerd.

Door TNO is een radarverstoringsonderzoek uitgevoerd. Het rapport geeft de effecten van Windpark Goyerbrug weer op:

- het primaire verkeersleidingsradarnetwerk aangevuld met de Terminal Approach radar TAR West bij Schiphol;
- de MPR gevechtsleidingsradar nabij Nieuw Milligen;
- de gevechtsleidingsradar nabij Herwijnen.

De beoordeling heeft uitgewezen dat er voor het aspect radar geen belemmeringen zijn. Er wordt met ruime marges aan de gestelde eisen voldaan. Er treden geen belangrijke nadelige gevolgen op. De verklaring van geen bezwaar van het Ministerie van Defensie is inmiddels ontvangen en is bijgevoegd bij de ruimtelijke onderbouwing als *Bijlage 8a - Verklaring van geen bezwaar - Ministerie van Defensie*. Het radaronderzoek en de beoordeling daarvan door het Ministerie van Defensie, heeft respectievelijk in december 2017 en mei 2018 plaatsgevonden. Ondertussen kunnen de vermogens van de onderzochte turbines vergroot zijn, zonder dat daarvoor de buitenmaten (welke relevant zijn voor het radaronderzoek) gewijzigd zijn. Daartoe informeert TNO het Ministerie van Defensie dat bij gelijkblijvende buitenmaten ook bij een groter vermogen dan 4,4 MW (per turbine), het radaronderzoek en de conclusies in *de Verklaring van geen bezwaar* in stand blijven. In *Bijlage 8b - Brief verklaring van geen bezwaar windpark Goyerbrug- TNO* bij de ruimtelijke onderbouwing is de brief bijgevoegd waar TNO aangeeft dat het grotere vermogen van de V150 niet tot andere conclusies leidt.

Op de locatie en in de omgeving van het windpark bevinden zich geen laagvliegroutes en -gebieden. Zie ook onderstaand figuur. Er liggen ook geen vliegvelden in de buurt van Windpark Goyerbrug.

Figuur 3.16
Beperkingen luchtvaart (locatie Windpark Goyerbrug is roze omcirkeld)

3.10 Lichthinder

Lichthinder vanwege lichtschittering van de bladen treedt niet op aangezien het windturbinetype dat gerealiseerd wordt, in alle gevallen voorzien wordt van een anti-reflecterende coating.

De kans is groot dat de windturbines moeten worden voorzien van obstakelverlichting. Doel van obstakelverlichting is om te voorkomen dat de veiligheid van de luchtvaart in het geding is.
Voor Windpark Goyerbrug geldt dat dat de tiphoogte groter is dan 150 meter. In dat geval moeten windturbines worden voorzien van obstakelverlichting en –markering. De turbines worden voorzien van een vast brandende, rode topverlichting. Deze topverlichting mag 's nachts bij goede zichtbaarheid ook gedimd worden. De lampen worden dan uitgerust met sensoren die de waterdeeltjes in de lucht meten en zich daarop kunnen instellen. Overdag is witte knipperverlichting verplicht. Bij een normale, heldere dag is deze nauwelijks waarneembaar voor de omgeving. Naast deze 2 verlichtingssoorten krijgen de turbines mogelijk mastverlichting. Ongeveer halverwege de mast komen dan vast brandende rode lampen die 's nachts rondom uitstralen. Deze lampen hebben een lage intensiteit en zijn nodig voor het vliegverkeer als aanvulling op de topverlichting.

Een voorstel voor het aanbrengen van markering en obstakellichten op de windturbines wordt ter instemming voorgelegd aan de IL&T.

3.11 Mitigerende maatregelen

In het kader van Wet natuurbescherming worden mitigerende maatregelen getroffen. Wat betreft vogels en vleermuizen kan er sprake zijn van een toename van het aantal aanvaringsslachtoffers ten opzichte van de huidige situatie, dit in afhankelijkheid
van het type en de precieze locatie van de geplande windturbines. Dit is in de natuurtoets nader onderzocht en beoordeeld.

In de natuurtoets is tevens onderzocht wat de effecten van het windpark zijn op de gunstige staat van instandhouding (GSI) van de gewone dwergvleermuis, ruige dwergvleermuis, rosse vleermuis en laatvlieger. Hieruit blijkt dat de GSI niet in het geding is omdat er mitigerende maatregelen worden getroffen. Twee windturbines worden met een stilstandvoorziening uitgerust.

Aanvullend op de stilstandsvoorziening voor de soortenbescherming zijn er slagschaduw - beperkende voorzieningen nodig om voor alle woningen aan de maximale norm te kunnen voldoen. De voor de normoverschrijding relevante windturbines van het windpark moeten volgens het Activiteitenbesluit worden uitgerust met een stilstandsvoorziening om te voldoen. Hierbij wordt gebruik gemaakt van een slagschaduwcomputer, die garandeert dat slagschaduw binnen de norm blijft. De computer kent de gevoelige objecten en controleert voortdurend of er sprake is van slagschaduw.

Ook in het kader van het aspect geluid zijn er mitigerende maatregelen nodig. Deze maatregelen kunnen bestaan uit:
- Selectie van een turbinetype met een lagere jaargemiddelde bronsterkte;
- Noise-modes;
- Stilstand gedurende bepalende etmaalperioden.

Het is aannemelijk dat er uiteindelijk zogenoemde noise-mode instellingen worden toegepast. Zodra bekend is welk type windturbine gerealiseerd gaat worden wordt bepaald welke instellingen er noodzakelijk zijn.

4 Bouwen

In dit hoofdstuk wordt de aanvraag voor een vergunning op basis van de Wabo artikel 2.1 lid 1 onder a toegelicht. Dit betreft het bouwen van een bouwwerk, zijnde een windturbine. Voorafgaand aan de start van de bouw wordt een definitieve keuze gemaakt voor een windturbinetype. Dit windturbinetype blijft binnen de vergunde bandbreedte. Verzocht wordt om in de vergunning een voorschrift op te nemen waarin gesteld wordt wanneer deze keuze voor een windturbine moet worden aangeleverd, inclusief de nog aan te leveren informatie, zie hoofdstuk 5.

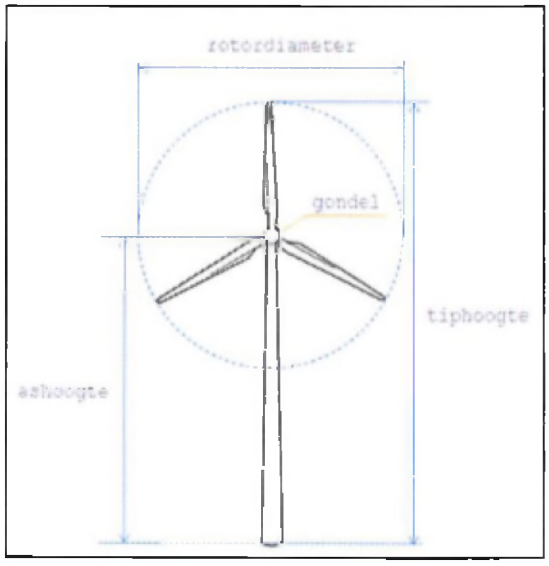
In *Bijlage 9a – General description 4MW platform* is ter informatie de technische gegevens van het 4MW platform van Vestas (turbinefabrikant) opgenomen. Ook zijn er verschillende aanzichten bijgevoegd van diverse turbines, zie *Bijlage 9b - Voor- en zijaanzichten - Mug Ingenieursbureau*. *Bijlage 9c – Aanzichten – Vestas* geeft een goed overzicht van de verschillende aanzichten van een V150 inclusief mast.

4.1 Type bouwwerk

Een windturbine is een serieproduct. Het ontwerp en de fabricage zijn gecertificeerd conform de internationale ontwerpnorm voor windturbines, de IEC 61400. De belangrijkste onderdelen van een windturbine zijn, ongeacht het type;

- De rotorbladen;
- De gondel;
- De mast;
- De fundering.

Deze onderdelen worden in onderstaande figuur weergegeven.



Figuur 4.1
Principe aanzicht windturbine

Hoewel elke turbine uit dezelfde onderdelen is opgebouwd, verschilt de uiterlijke verschijning. Zo kunnen er verschillen zijn in de gondel en in het materiaal van de mast (beton of metaal).

Mast
De opbouw en indeling van de mast van de windturbines is afhankelijk van het type windturbine. Een fabrikant bepaalt welke mast het meest geschikt is voor de windturbine, een turbine wordt dan ook inclusief mast gekocht. Masten bestaan uit stalen of betonnen delen of een combinatie van beide.

De mast is conisch waarbij de onderzijde breder is dan de bovenzijde. Bij een stalen mast is de onderzijde minder breed dan bij een betonnen mast. Onderin de mast bevindt zich een deur voor de toegang van de windturbine. Vaak zit onderin de mast een deel van de technische voorzieningen (schakelkasten, omvormer en soms de transformator etc.) maar dit is type-afhankelijk. Tevens bevat een mast een lift, een trap met op verschillende hoogten een platform en de kabels die van gondel naar fundering lopen.

Gondel
Bovenop de mast staat de gondel. Dit is het machinehuis van de windturbine waarin de elektriciteit wordt geproduceerd.

Rotor
De rotor bestaat uit de rotorbladen en de neus (hub) van de turbine. Een windturbine heeft drie rotorbladen (wieken). Deze hebben een lichtgrijze kleur. In Nederland worden geen rode banen op de rotorbladen (en de mast) toegepast zoals dat in enkele andere landen gebruikelijk is. De bladen draaien over hun eigen as (pitchen) om optimaal de wind te benutten. De bladen draaien over het algemeen rechtsom.
De windturbines krijgen een maximale rotordiameter van 150 meter. Het rotoroppervlak dat gevormd wordt door de rotorbladen is van groot belang voor de productie van elektriciteit; hoe groter de oppervlakte hoe hoger de productie.
De neus van de rotor (en daarmee de rotorbladen) is altijd naar de wind toegekeerd. De turbine zorgt zelf voor dit zogenaamde kruien.

4.2 Afmetingen

Er wordt een vergunning aangevraagd voor de bouw van vier windturbines. In tabel 4.1 zijn de eigenschappen weergegeven die relevant zijn voor de bouw van windturbines.

Tabel 4.1 Bouweigenschappen

Eigenschap	Bandbreedte maatgeving	Geen Bandbreedte
Ashoogte	145 m – 166 m	
Rotordiameter		Maximaal 150 meter
Tiphoogte	211 m - 241 m	
Materiaal mast	-	Beton of staal of combinatie
Aantal rotorbladen	-	Drie
Kleurstelling mast	-	Lichtgrijs of wit (mogelijk met groene randen onder aan de mast)
Kleurstelling bladen	-	Lichtgrijs
Kleurstelling gondel	-	Lichtgrijs

Bruto-vloeroppervlak
De bruto-oppervlakte van het te bebouwen terrein is opgevat als de som van de oppervlaktes van de mastvoeten van de inrichting en de oppervlaktes van het trafohuisje(s). De oppervlakte van de mastvoet is gebaseerd op de maximale fundatiebreedte.

Bruto-inhoud
De bruto-inhoud van de gondel is gebaseerd op de maximale afmetingen van de gondel, te weten 12,8 x 4,2 x 4,0 meter (L x B x H) = 215 m^3.

Tabel 4.2 afmetingen van de windturbine

Relevante onderdelen	Afmetingen
Bebouwde oppervlakte van het terrein (4 turbines)	14.359 m2
Bruto vloeroppervlakte van het bouwwerk (4 turbines)	2.463 m2
Bruto inhoud van het bouwwerk (gondel, mast, bladen, hub, fundering) (4 turbines)	26.017 m3

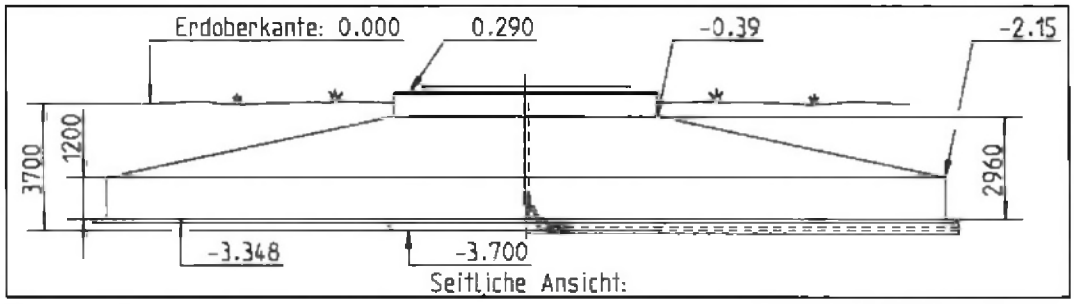
4.3 Fundering

De windturbines komen op een stevige fundering te staan die ontworpen is om de krachten die op en in de windturbine ontstaan aan te kunnen. Een windturbine is een serieproduct, terwijl een fundatie een locatie-specifiek ontwerp is dat is afgestemd op de omgevingscondities, de bodemopbouw en de belastingen van de turbine die de fundatie moet dragen. Relevante condities voor het windpark zijn de bodemcondities.

Aangezien het definitieve turbinetype later wordt gekozen, wordt in deze aanvraag een principefundatie aangevraagd. Ter voorbereiding op de bouw vindt detailengineering van de fundatie plaats. Deze wordt specifiek afgestemd op de locatie van elke individuele windturbine. De vereiste constructie- en sterkte berekeningen, inclusief sonderingen, worden dan ook –gezamenlijk met de exacte dimensies en detaillering van de fundering – voor de start van de bouw ter goedkeuring aan het bevoegd gezag voorgelegd.

Op dit moment is het niet wenselijk om reeds een sonderingsonderzoeken uit te voeren omdat de situatie op het land niet gunstig is (nat). Hierdoor kan de structuur van de grond worden aangetast. Sonderingen worden naar verwachting in het voorjaar van 2019 uitgevoerd.

Voor de onderhavige aanvraag wordt gebruik gemaakt van een principefundering, waarin de maximale afmetingen ten opzichte van maaiveld worden gehanteerd. De fundering steekt niet of slechts beperkt boven het maaiveld uit. In figuur 4.2 is een voorbeeld fundering weergegeven inclusief verhouding tot het maaiveld.



Figuur 4.2
Principe detail fundatie

De windturbines komen op betonnen fundaties te staan met een diameter van maximaal 28 meter en een dikte tussen circa 1,5 tot 3,5 meter. De heipalen zijn van belang voor de stabiliteit van de windmolen. Zowel neergaande als opgaande krachten worden daarmee opgevangen. Het type paal, aantal en de afmetingen (lengte en doorsnede) is afhankelijk van de ondergrond. Ervaring leert dat de lengte van de heipalen kan variëren tussen 30 en 45 meter. De dimensionering van de heipalen wordt bepaald door de 'kleef' in de ondergrond. Wanneer het type windturbine bekend is, wordt ook duidelijk welke afmetingen de fundaties hebben en welk type en aantal heipalen er nodig zijn. Dit wordt in overleg met de aannemer van de civiele werkzaamheden besloten. Een principe funderingstekening is bijgevoegd als *Bijlage 10 – Principe tekening fundering – Vestas*.

Uiterlijk 1 maand voorafgaand aan de bouw wordt het definitieve ontwerp inclusief de sondering overlegd.

4.4 Aanleg wegen, kraanopstelplaatsen, elektrische/data infrastructuur

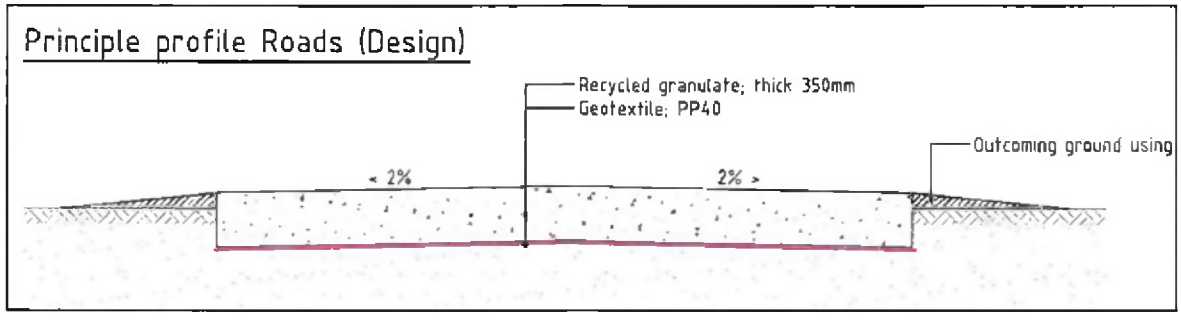
Voor de ligging van de wegen en kraanopstelplaatsen wordt verwezen naar *Bijlage 11a – Wegen en kraanopstelplaatsen – Windpark Goyerbrug* die bijgevoegd is bij deze toelichting. In Bijlage 11b – Duikers, sloten en compensatiegebied – Windpark Goyerbrug is te zien waar welke compensatiegebieden voor waterberging er gegraven worden.

Kraanopstelplaatsen
Voor de realisatie en onderhoud van de windturbines worden kraanopstelplaatsen gerealiseerd. Deze hebben een maximale afmeting van circa 40 bij 53 meter en bestaan uit een permanente verharding. Details over de definitieve afmetingen en materialen wordt uiterlijk 1 maand voorafgaand aan de werkzaamheden aan het bevoegd gezag voorgelegd.

Aanleg wegen
Voor de wegen wordt zoveel mogelijk gebruik gemaakt van de bestaande wegen in het plangebied. Deels worden er nieuwe (niet openbare) wegen aangelegd. De breedte van de wegen bedraagt ... meter. Dat betekent dat er circa 5.755 m^2 nieuwe weg gerealiseerd wordt.

Het is nog onbekend hoe de wegen worden uitgevoerd. De fundering kan worden opgebouwd uit bijvoorbeeld zand of gebroken puin. Er kan een toplaag over de weg worden aangebracht. Deze verharding kan bestaan uit betonplaten, gestort beton, asfalt of een andere verharding. De opbouw van de weg is afhankelijk van de contractuele specificaties van de turbineleverancier. Deze zijn momenteel niet beschikbaar. Het kan overigens ook zijn dat er geen toplaag op de verharding wordt aangebracht. Geotextiel wordt regelmatig toegepast om te voorkomen dat gebroken puin in het omliggende land terecht komt. Ten behoeve hiervan wordt geen grond aangevoerd.

Figuur 4.3
Voorbeeld van het geotextiel (links) en menggranulaat (rechts)



Figuur 4.4
Impressie dwarsdoorsnede van een halfverharde weg

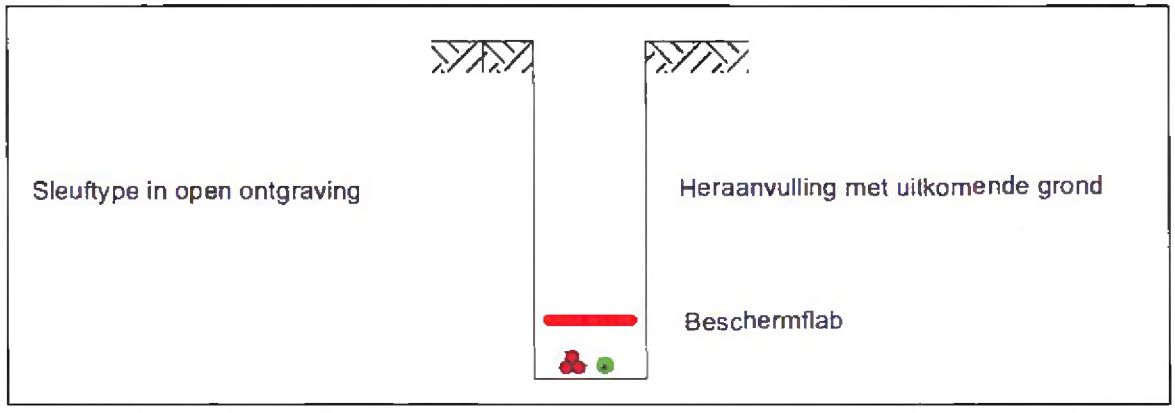
Deze verhardingsmethode sluit goed aan bij de reeds aanwezig paden in het plangebied. De toegangswegen bestaan waarschijnlijk bestaat grotendeels uit zand en/of gebroken puin (de voorkeur gaat uit naar zand). Menggranulaat met afmetingen tussen de 0 en 40 millimeter (ter illustratie, een grote kei) past goed bij de bestaande samenstelling van de weg. Door de toepassing van geotextiel is drainage naar de ondergrond goed mogelijk.

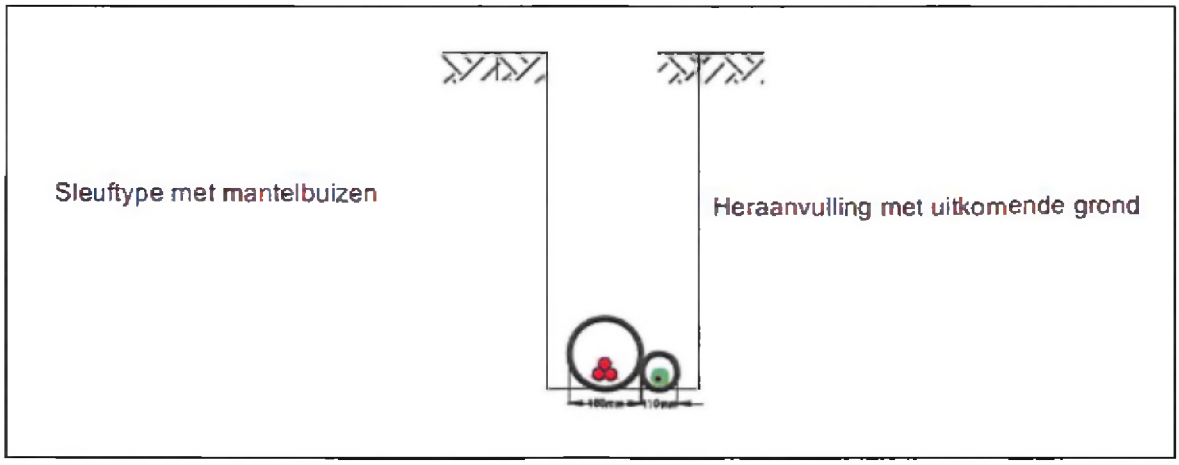
Kabels/infrastructuur
De parkbekabeling voor het transporteren van de elektriciteit naar het schakelstation wordt naar verwachting conform de situatietekening aangelegd afhankelijk van de uiteindelijke windturbinekeuze.

- De totale lengte van de aan te leggen parkbekabeling is circa 1.725 meter. De parkbekabeling wordt naar verwachting op maximaal 1,2 meter onder maaiveld aangelegd (zie ook bijgevoegde tekening: *Bijlage 12a – Principe tekening kabelsleuf – Van den Heuvel*)

Rondom de sleuf wordt een werkstrook gecreëerd. Deze werkstrook wordt gebruikt ten behoeve van de werkzaamheden met betrekking tot de aanleg van de kabel. Bovenop de kabels worden de voorgeschreven kabelbescherming aangebracht. De aanvulling van de sleuf bestaat uit gebiedseigen materiaal. De gehele aanvulling van de kabelsleuf zal zorgvuldig laagsgewijs worden verdicht. Wanneer bestaande kabels en leidingen in het tracé aanwezig zijn zal de sleuf met een zogenaamde mini-graver of mobiele graafmachine worden gemaakt. Een medewerker zal in de kabelsleuf zorg dragen voor de exacte lokalisering van de bestaande kabels en leidingen waardoor de kans op beschadiging geminimaliseerd wordt. Wanneer bestaande kabels en leidingen geen belemmering vormen in het uitvoeren van de werkzaamheden zal gebruik worden gemaakt van een zogenaamde kettinggraver. Bij kruisingen van wegen en waterlopen wordt de kabel verdiept aangelegd. Aan het einde van iedere werkdag worden, indien nodig, de wegen die door de werken vervuild zijn geraakt geveegd. Dit wordt gedaan door een tractor met hydraulische rolbezem. Na afloop wordt de werkstrook teruggebracht in oorspronkelijke staat en is de aanwezigheid van de kabel niet meer herkenbaar in het landschap.

In onderstaande figuur 4.5 is schematisch de opbouw van de sleuf weergegeven. Afhankelijk van de locatie worden de kabels beschermd met beschermflab of mantelbuis. Ter hoogte van de watergang wordt de kabel haaks op de watergang aangelegd. Verder wordt de kabel voldoende diep onder de waterbodem aangelegd. Deze werkwijze maakt dat de omgeving zo min mogelijk wordt aangetast en de sloot in haar functioneren niet wordt aangetast.





Figuur 4.5
Schematische weergave sleuf voor bekabeling

4.5 Gebruik

Het nieuwe bouwwerk betreft 4 windturbines die gebruikt worden voor het opwekken van elektriciteit uit wind en zijn 24 uur per dag in bedrijf. De windturbines zijn niet bestemd voor het verblijf van personen, het betreft hier dan ook een onbemande machine-installatie. Uiteraard is het bouwwerk wel toegankelijk voor inspectie, onderhoud en reparatie. Het betreft een bouwwerk met overige gebruiksfunctie.

4.6 Schakelstation

Om de geproduceerde energie aan het elektriciteitsnet te kunnen leveren moet er een schakelstation worden gebouwd. Dit is klein gebouw met daarin meet- en schakelapparatuur. De maximale afmetingen van het gebouw staan hieronder weergegeven. De mogelijke locatie van het gebouw is in de situatietekening opgenomen. Voor de aanzichten en afmetingen van het schakelstation en de plattegrond wordt verwezen naar *Bijlage 12b – Kabeltracé – Windpark Goyerbrug, Bijlage 12c – Principe tekening inkoopstation - AKA* (maatvoering kan afwijken) en *Bijlage 12d - Kruisingen oppervlaktewaterlichamen kabeltracé - Windpark Goyerbrug.*

4.7 Bouwveiligheidsplan

In overeenstemming met het "Besluit indieningsvereisten aanvraag bouwvergunning" wordt een bouwveiligheidsplan opgesteld. Dit plan heeft tot doel de veiligheid van de directe omgeving van het bouwwerk te waarborgen. Daarbij gaat het bij dit bouwwerk om de bescherming van onder andere omwonenden, verkeersdeelnemers en agrariërs tegen de externe risico's van het bouwen.

Het bouwveiligheidsplan bevat onder andere één of meer tekeningen waaruit de bouwplaatsinrichting blijkt. De inrichting van de bouwplaats is afhankelijk van het type windturbine dat wordt gerealiseerd. Elke fabrikant heeft bij elke type windturbine een plan voor de

bouwplaatsinrichting dat uitgewerkt wordt naar de specifieke bouwlocaties. Het Bouwveiligheidsplan voldoet aan de criteria in het 'Besluit indieningvereisten aanvraag bouwvergunning'.

Ook de personen die werken aan de realisatie van het project worden beschermd tegen veiligheids- en gezondheidsrisico's. Hiervoor gelden de bepalingen van het Arbobesluit bouwproces, waarbij het werken volgens een Veiligheids- en Gezondheidsplan (V&G-plan) één van de elementen is. Door de bij het bouwen betrokken aannemers wordt een V&G-plan opgesteld conform ISO 9001.

In afstemming met het transportbedrijf en het bedrijf dat de hijswerkzaamheden gaat doen wordt een plan opgesteld met de transportroute en de planning van het transport van de hijskraan en van grote delen van de windturbine. Dit transportplan wordt in overleg met het bevoegd gezag vastgesteld.

4.8 Brandveiligheid

In elke gondel is een brandblusser met CO^2 aanwezig tijdens onderhouds- en reparatiewerkzaamheden, al dan niet meegenomen door het dienstdoende personeel. Ook is onderin de windturbinevoet een brandblusser aanwezig. De turbine is voor het grootste gedeelte gefabriceerd van niet-brandbare materialen.

4.9 Bouwkosten

Gelet op het feit dat in het huidige stadium van de vergunningaanvraag nog geen turbinetype bekend is en ook nog geen prijsopgaven worden gedaan, dient voor de raming van de bouwkosten uit te worden gegaan van gevalideerde marktonderzoeksgegevens. Uitgaande van 4 turbines met een gemiddeld windparkvermogen van 18,4 MW (minimaal 14,4 MW en maximaal 22,4 MW) met een kostprijs van 700.000 EUR/MW, leidt dit tot een kostprijs van 12,88 miljoen EUR. De werkelijke kosten worden achteraf via openboek met gemeente Houten gedeeld zodat de exacte kostprijs kan worden vastgesteld en de leges verrekend.

5 Nog aan te leveren bescheiden en gegevens

Eerder in deze toelichting is reeds aangegeven dat verzocht worden bijlagen en/of gegevens in een later stadium in te dienen. De gemeente bepaalt welke stukken later mogen worden ingediend. Wij verzoeken de gemeente om medewerking aan uitgestelde gegevensverstrekking op basis van artikel 4.7 Bor (en 2.7 Mor).

Onderstaand is een overzicht opgenomen van de bescheiden en gegevens welk later, doch uiterlijk 1 maand voor de start van de bouw worden aangeboden aan het bevoegd gezag, conform paragraaf 1.5 van het Besluit indieningsvereisten aanvraag omgevingsvergunning.

- Definitieve turbinekeuze inclusief ontwerpcertificaat;
- Definitieve ontwerp fundatie incl. constructie en sterkteberekeningen;
- Definitieve kleurstelling windturbine en mast (RAL 7035 of 9010, lichtgrijs/gebroken wit, wit);
- Effectbeoordeling geluid, slagschaduw en externe veiligheid voor definitieve windturbinetype;
- Overige gegevens en bescheiden ten behoeve van toetsing aan overige voorschriften van het Bouwbesluit 2012. Dit heeft hoofdzakelijk betrekking op detaillering van een eventueel hekwerk en trappen;
- Sonderingsonderzoek;
- Bouwveiligheidsplan.

LBP|SIGHT BV

J.C (Jos) Wiegman MSc

M.I. (Meriël) Huizer MSc

Bijlage 1
Vaststelling bevoegd gezag – Gedeputeerde Staten

PROVINCIE :: UTRECHT

college van Burgemeester en wethouders
van de gemeente Houten
Postbus 30
3990 DA Houten

DATUM	10 oktober 2018	TEAM	SRO
NUMMER	81D9F75C	REFERENTIE	R. Buis
UW BRIEF VAN	8 oktober	DOORKIESNUMMER	2583397
UW NUMMER		E-MAILADRES	Rudolf.buis@provincie-utrecht.nl
BIJLAGE	geen	ONDERWERP	Toepassing artikel 9f elektriciteitswet Inzake Windpark Goyerbrug

Geacht college,

Er zijn door initiatiefnemer "Windpark Goyerbrug bv" plannen in voorbereiding voor de realisatie van windturbines binnen de gemeente Houten, nabij het Amsterdam Rijn Kanaal. Het gaat om een windproject van meer dan 5 MW en minder dan 100 MW, gelegen binnen het zoekgebied zoals opgenomen in de Provinciale Ruimtelijke Structuurvisie, Provinciale Ruimtelijke Verordening en de gemeentelijke Structuurvisie. Het project wordt aangeduid als "windpark Goyerbrug".
Naar verwachting zal hiertoe een omgevingsvergunning worden aangevraagd.

Op grond van artikel 9f, tweede lid van de Elektriciteitswet zijn wij als bevoegd gezag aangewezen om besluiten te nemen op een aanvraag om een omgevingsvergunning voor de aanleg van een windpark met een capaciteit van ten minste 5 maar niet meer dan 100 MW. De wetgever heeft hiermee een versnelling van de besluitvorming voor ogen gehad. Gelet op het feit dat de volledige voorbereiding van de besluitvorming rond dit project door u wordt opgepakt, zijn wij van mening dat overname van de bedoelde besluitvorming van het project mogelijk tot complicaties zal leiden en niet tot enige versnelling.
Daarom bepalen wij, onder verwijzing naar artikel 9f, zesde lid, onder a van de Elektriciteitswet, dat wij afzien van toepassing van de gecoördineerde voorbereiding en bekendmaking van de benodigde besluiten ten behoeve van de realisatie van het windpark Goyerbrug, zodat uw college bevoegd is om op de aanvraag om omgevingsvergunning te beslissen.

Hoogachtend,
Gedeputeerde Staten van Utrecht,
Namens hen,

De heer P. van den Berg
Gedeputeerde Ruimtelijke Ontwikkeling, Economie, Binnenstedelijke Ontwikkeling en Energietransitie

Dhr. P. van den Berg
Lid van het college van gedeputeerde staten
Archimedeslaan 6
Postbus 80300, 3508 TH Utrecht
T 030-2589111

Bijlage 2
Definitieve beschikking ontheffing Wnb – Gedeputeerde Staten

PROVINCIE :: UTRECHT

VERZONDEN 18 DEC 2018

Windpark Goyerbrug b.v.
T.a.v. de heer R.T.J. Berendts
Heidetuin 57
3994 PD HOUTEN

DATUM	14 december 2018	TEAM	Vergunningverlening Natuur en Landschap
ZAAKKENMERK	Z-WNB-RI-REG-2018-0945	REFERENTIE	Servicebureau
NUMMER	81DF3DD7	DOORKIESNUMMER	030-2583311
UW BRIEF VAN	15 juni 2018	FAX	030-2583139
UW NUMMER		E-MAILADRES	servicebureau@provincie-utrecht.nl
BIJLAGE(N)	Definitief besluit en bekendmaking	ONDERWERP	begeleidende brief beschikking

Geachte heer Berendts,

Op 15 juni 2018 hebben wij een aanvraag voor de Wet natuurbescherming ontvangen. De aanvraag heeft betrekking op het onderdeel Hoofdstuk 3, Soortenbescherming, aangevraagd door Windpark Goyerbrug b.v. voor de locatie Windpark Goyerbrug Houten en is bij ons geregistreerd onder nummer Z-WNB-RI-REG-2018-0945. Bij eventuele correspondentie verzoeken wij u naar dit nummer te verwijzen.

Bijgaand bij deze brief sturen wij u de definitieve beschikking op de aanvraag op grond van de artikelen 3.3 en 3.8, van de Wet natuurbescherming.
Wij hebben op basis van door u aangeleverde stukken de vergunning verleend. Een nadere toelichting kunt u lezen in de definitieve beschikking.

Tevens treft u een exemplaar van de bekendmaking aan. De bekendmaking zal worden gepubliceerd op www.officielebekendmakingen.nl.

Voor meer informatie verwijzen we u naar de website: www.provincie-utrecht.nl.

Als u vragen heeft over de inhoud van deze brief kunt u contact opnemen met het Servicebureau, bereikbaar via bovengenoemd e-mailadres en telefoonnummer.

Hoogachtend,
Gedeputeerde Staten van Utrecht,
namens hen,

J. Barke

Mevrouw J. Barke
Beleidsondersteunend medew. A
Team Vergunningverlening Natuur en Landschap
Domein Leefomgeving

Domein Leefomgeving
Archimedeslaan 6
Postbus 80300, 3508 TH, Utrecht
Telefoon 030-2589111

Provincie Utrecht – Beschikking in het kader van de Wet natuurbescherming – Hoofdstuk 3, Soortenbescherming – Windpark Goyerbrug Houten

Bekendmaking

Gedeputeerde Staten van Utrecht hebben een ontheffing, met zaakkenmerk Z-WNB-RI-REG-2018-0945 op grond van de Wet Natuurbescherming verleend. De ontheffing is verleend aan Windpark Goyerbrug b.v.. Aan de ontheffing zijn voorwaarden verbonden. Publicatiedatum donderdag 20 december 2018.

Bezwaar

Belanghebbenden kunnen tot zes weken na publicatiedatum een bezwaarschrift bij Gedeputeerde Staten van Utrecht indienen:

1. Digitaal: gebruikt u hiervoor het formulier "Bezwaar tegen beslissing provinciaal bestuur met DigiD". Uw DigiD geldt als ondertekening. U vindt het formulier via: www.provincie-utrecht.nl onder loket / klacht, bezwaar of melding doorgeven / bezwaar tegen beslissing provincie;
2. Schriftelijk: t.a.v. de secretaris van de Awb- adviescommissie van PS en GS, postbus 80300, 3508 TH Utrecht.

Het bezwaarschrift moet in ieder geval bevatten:

- uw naam en adres;
- de datum;
- en omschrijving van het besluit waartegen het bezwaar is gericht, onder vermelding van het zaakkenmerk;
- de reden van bezwaar;
- ondertekening.

Aan de behandeling van een bezwaarschrift zijn voor de indiener geen kosten verbonden.

Inwerkingtreding besluit

De beschikking treedt in werking op de dag na bekendmaking door uitreiking of verzending aan de aanvrager (en indien van toepassing adviseur). Het indienen van bezwaar schorst de werking van de beschikking niet.

Voorlopige voorziening

Als u niet kunt wachten op de normale behandeling van uw bezwaarschrift, hebt u de mogelijkheid om een voorlopige voorziening aan te vragen bij de rechtbank. U moet op dat moment ook al een bezwaarschrift hebben ingediend. Het verzoek om een voorlopige voorziening richt u aan de voorzieningenrechter van de Rechtbank Midden-Nederland, Sector bestuursrecht, postbus 16005, 3500 DA Utrecht.

Griffierecht

Voor het behandelen van een verzoek voor het treffen van een voorlopige voorziening is griffierecht verschuldigd.

Informatie

Als u vragen heeft over de inhoud van deze bekendmaking kunt u contact opnemen met ons Servicebureau, bereikbaar op telefoonnummer (030) 258 3311 of via e-mailadres Servicebureau@provincie-utrecht.nl, onder vermelding van zaakkenmerk.

Bijlage 3

M.e.r.-beoordelingsbesluit – Gemeente Houten

Vergunningverlening Toezicht en Handhaving

Onderdoor 25
Postbus 30, 3990 DA Houten
Telefoon 030 639 26 11
Fax 030 639 28 99
E-mail: gemeentehuis@houten.nl
Internet: www.houten.nl

gemeente Houten

Windpark Goyerbrug BV
De heer R. Berendts
Heidetuin 57
3994 PD HOUTEN

datum	Uw kenmerk	Uw brief van	Ons kenmerk	Bijlagen
	R068362ab.185 MOJE.jwi	21-11-2018	209999	-

Onderwerp
Windpark Goyerbrug: besluit op Aanmeldingsnotitie m.e.r.-beoordeling

Geachte heer Berendts,

Op 21 november 2018 hebben wij uw Aanmeldingsnotitie m.e.r.-beoordeling voor Windpark Goyerbrug ontvangen. Hierna hebben wij op 12 december 2018 de Oplegnotitie bij aanmeldingsnotitie Windpark Goyerbrug ontvangen.

Besluit
Wij hebben besloten dat voor Windpark Goyerbrug geen m.e.r.-procedure hoeft te worden doorlopen.

Motivering besluit
Wij hebben uw Aanmeldingsnotitie en de Oplegnotitie (hierna: notities) en de onderzoeken die daar deel van uitmaken, voor zover het onze bevoegdheid betreft (voor de Wet natuurbeheer en voor radarverstoring zijn wij geen bevoegd gezag), getoetst aan de criteria in bijlage III van de Europese richtlijn milieueffectbeoordeling. Volgens ons is sprake van gedegen en uitgebreide notities en van gedegen en uitgebreide onderzoeken. Onze toetsing van de notities en de onderzoeken heeft niet geleid tot twijfel aan de juistheid van de beschrijving van de (globale) effecten voor het milieu in de notities en/of aan de juistheid van (de conclusies in) de onderzoeken. Uit de notities en de onderzoeken blijkt dat Windpark Goyerbrug bij het toepassen van de in de notities genoemde mitigerende maatregelen niet leidt tot belangrijke cumulatieve effecten en/of tot belangrijke nadelige gevolgen voor het milieu. Daarnaast zijn er bij Windpark Goyerbrug geen bijzondere omstandigheden die aanleiding geven om (toch) een m.e.r.-procedure te doorlopen. Daarom hebben wij besloten dat voor Windpark Goyerbrug geen m.e.r.-procedure hoeft te worden doorlopen.

Vragen
Als u nog vragen hebt kunt u contact opnemen met Peter Lemmers via telefoonnummer (030) 63 92 611.

het college van burgemeester en wethouders van de gemeente Houten

de secretaris,	de burgemeester,
H.S. den Bieman	W.M. de Jong

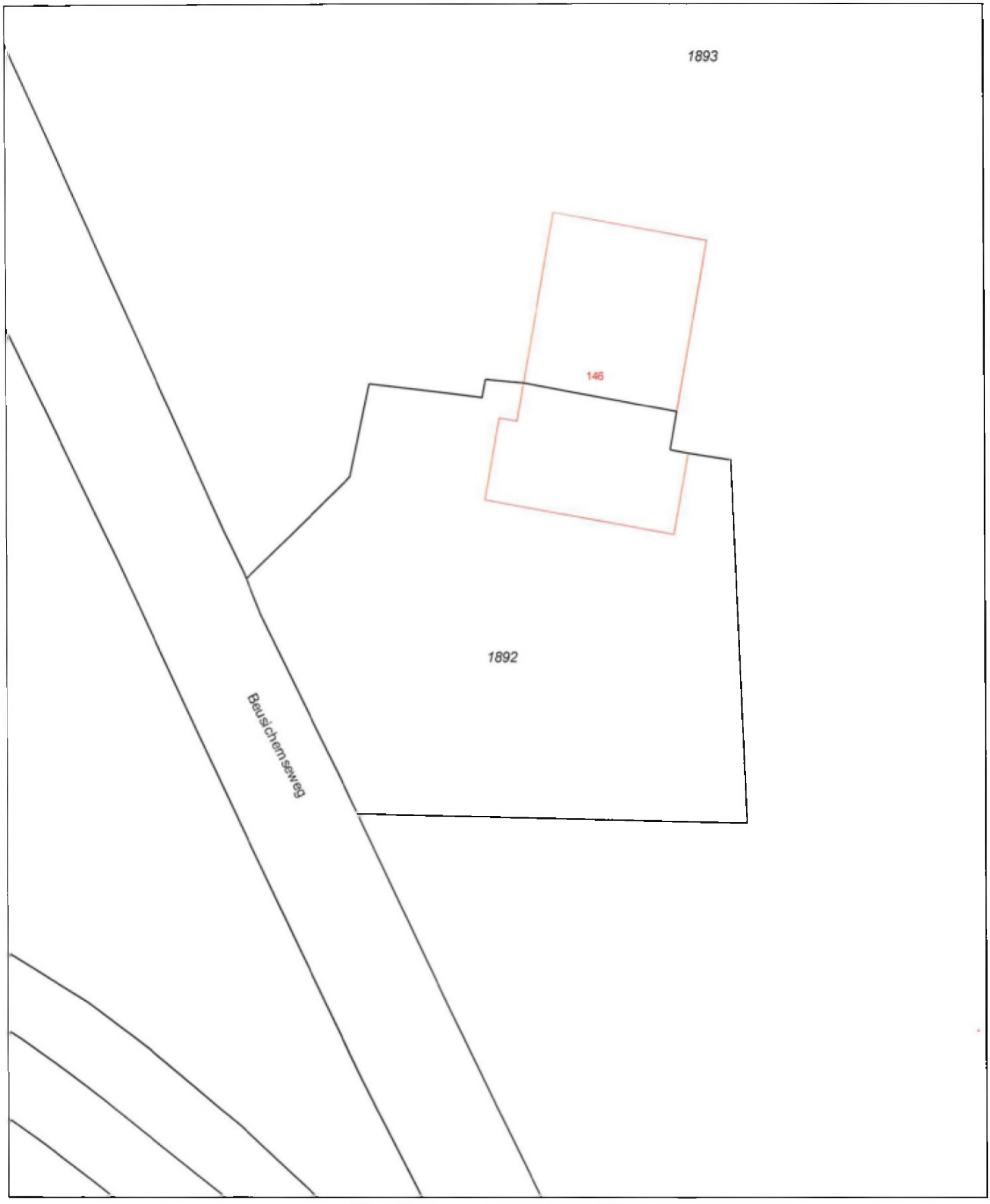
Bijlage 4
Kadastrale kaarten - Kadaster

794
725
726
747
748
731
782
784
162
696
958
957
959
956
961
960
170
664
643
642
187
188
189
576
663
100
106
205
206
208
201
199
202
623
200
677
678
857
217
662
635
197
661
174
704
175
166
165
164
692
163
411
176
564
584
358
362
364
Zuwedijk
Zuwedijk 168
Zuwedijk 169
Lekdijk
Lekdijk
Kanaaldijk Oost
Polhuizerweg
Provincialeweg

Kanaaldijk Noord
2/00001
80
479
260
81
Kanaaldijk Noord
678
194
1283
1893
146
1892
Beijsterhemseweg
625
826
1596
1597
1835
1836
Lekdijk
861
761
1550
1489
Lekdijk
766
1598
800
1837
1750
1681
1838
Lekdijk
1665
604
1751
1868
1808

Uittreksel Kadastrale Kaart

Uw referentie: wpgoy



0 m 5 m 25 m

Deze kaart is noordgericht

12345 Perceelnummer

25 Huisnummer

Vastgestelde kadastrale grens

Voorlopige kadastrale grens

Administratieve kadastrale grens

Bebouwing

Overige topografie

Voor een eensluidend uittreksel, Apeldoorn, 26 augustus 2018
De bewaarder van het kadaster en de openbare registers

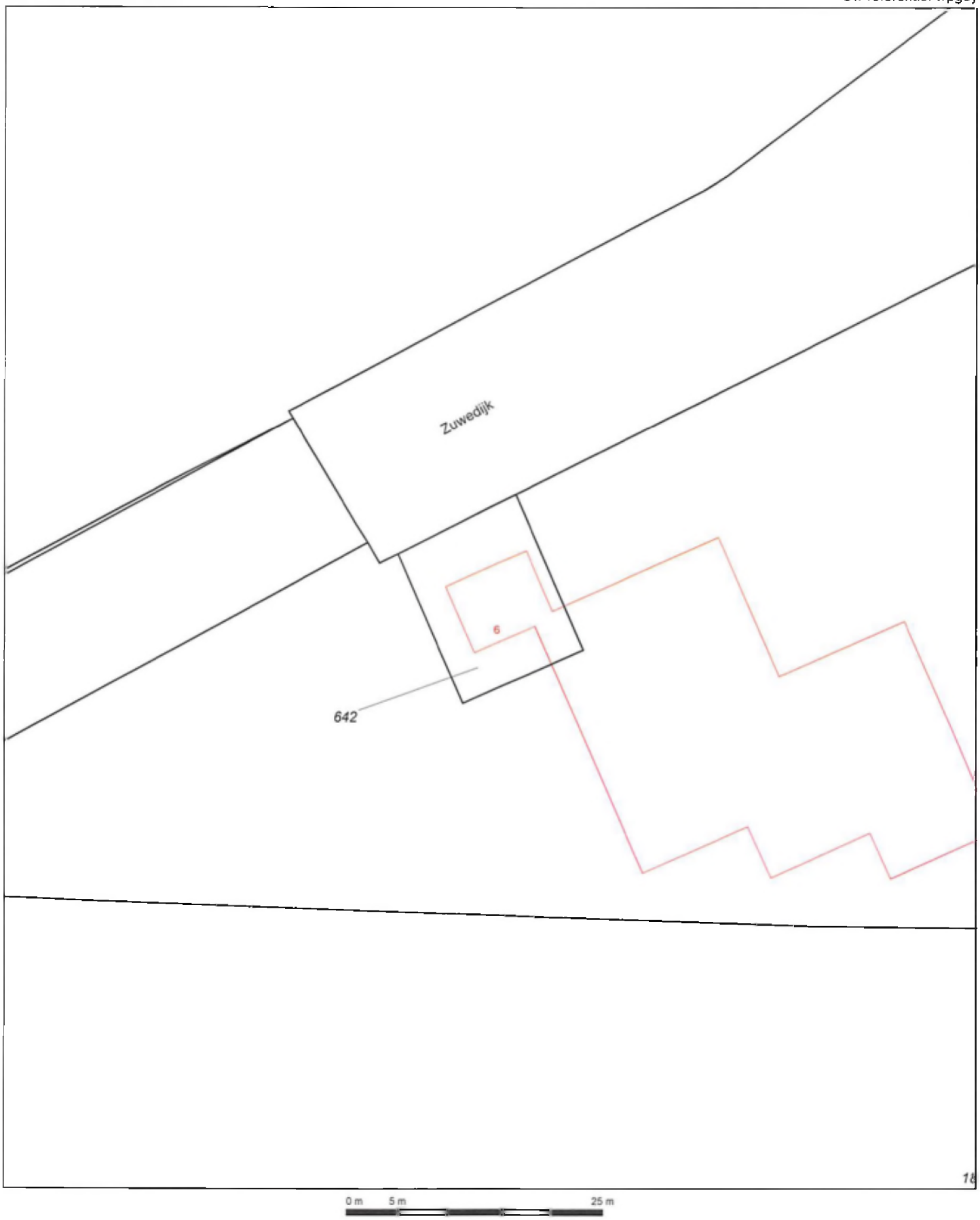
Schaal 1:500

Kadastrale gemeente	HOUTEN
Sectie	C
Perceel	1892

Aan dit uittreksel kunnen geen betrouwbare maten worden ontleend.
De Dienst voor het kadaster en de openbare registers behoudt zich de intellectuele eigendomsrechten voor, waaronder het auteursrecht en het databankenrecht.

Uittreksel Kadastrale Kaart

Uw referentie: wpgoy



0 m 5 m 25 m

Deze kaart is noordgericht

12345 Perceelnummer

25 Huisnummer

Vastgestelde kadastrale grens

Voorlopige kadastrale grens

Administratieve kadastrale grens

Bebouwing

Overige topografie

Voor een eensluidend uittreksel, Apeldoorn, 3 maart 2017
De bewaarder van het kadaster en de openbare registers

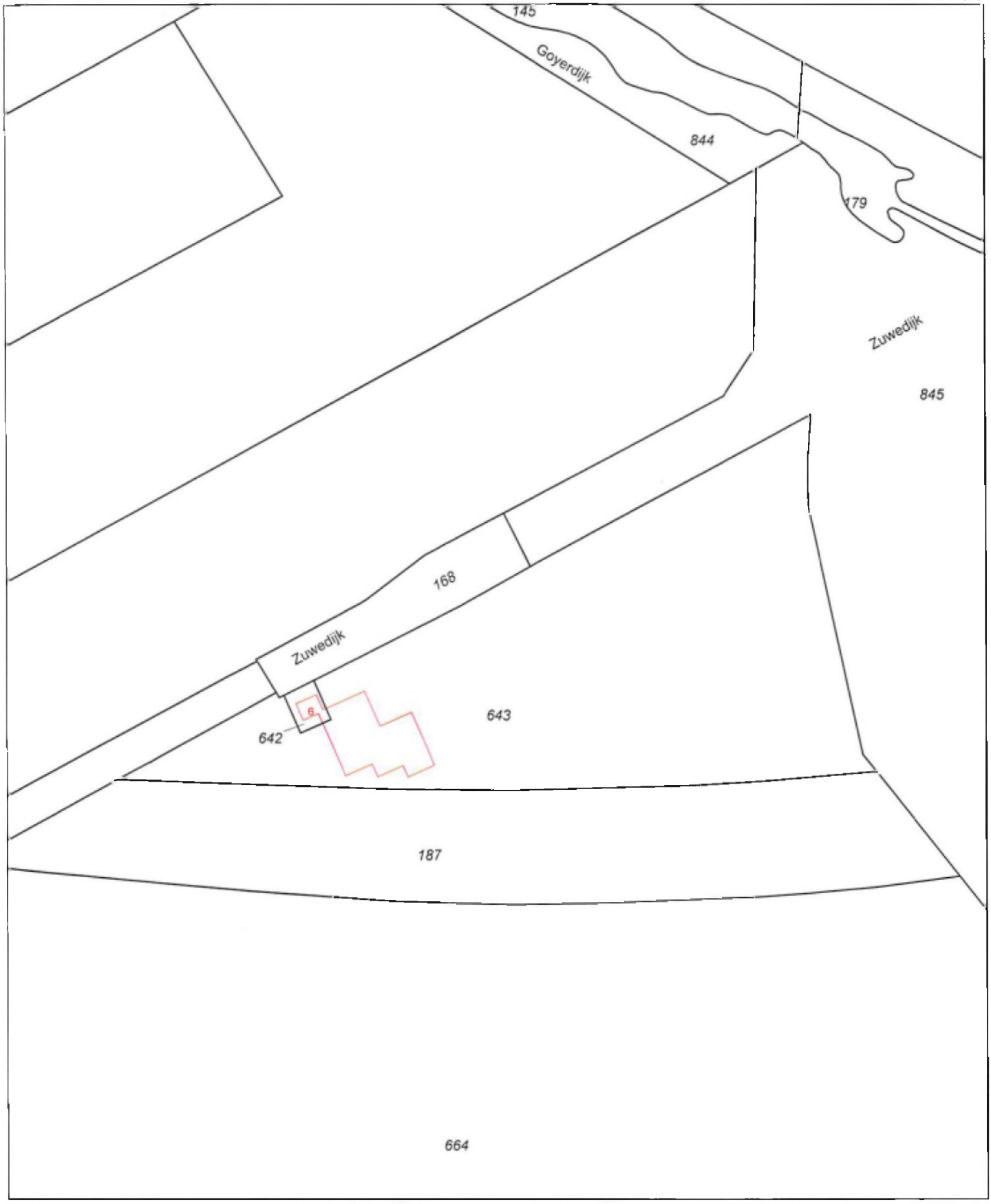
Schaal 1:500

Kadastrale gemeente	HOUTEN
Sectie	K
Perceel	642

Aan dit uittreksel kunnen geen betrouwbare maten worden ontleend.
De Dienst voor het kadaster en de openbare registers behoudt zich de intellectuele eigendomsrechten voor, waaronder het auteursrecht en het databankenrecht.

Uittreksel Kadastrale Kaart

Uw referentie: wpgoy



0 m 20 m 100 m

Deze kaart is noordgericht

12345 Perceelnummer

25 Huisnummer

Vastgestelde kadastrale grens

Voorlopige kadastrale grens

Administratieve kadastrale grens

Bebouwing

Overige topografie

Voor een eensluidend uittreksel, Apeldoorn, 3 maart 2017
De bewaarder van het kadaster en de openbare registers

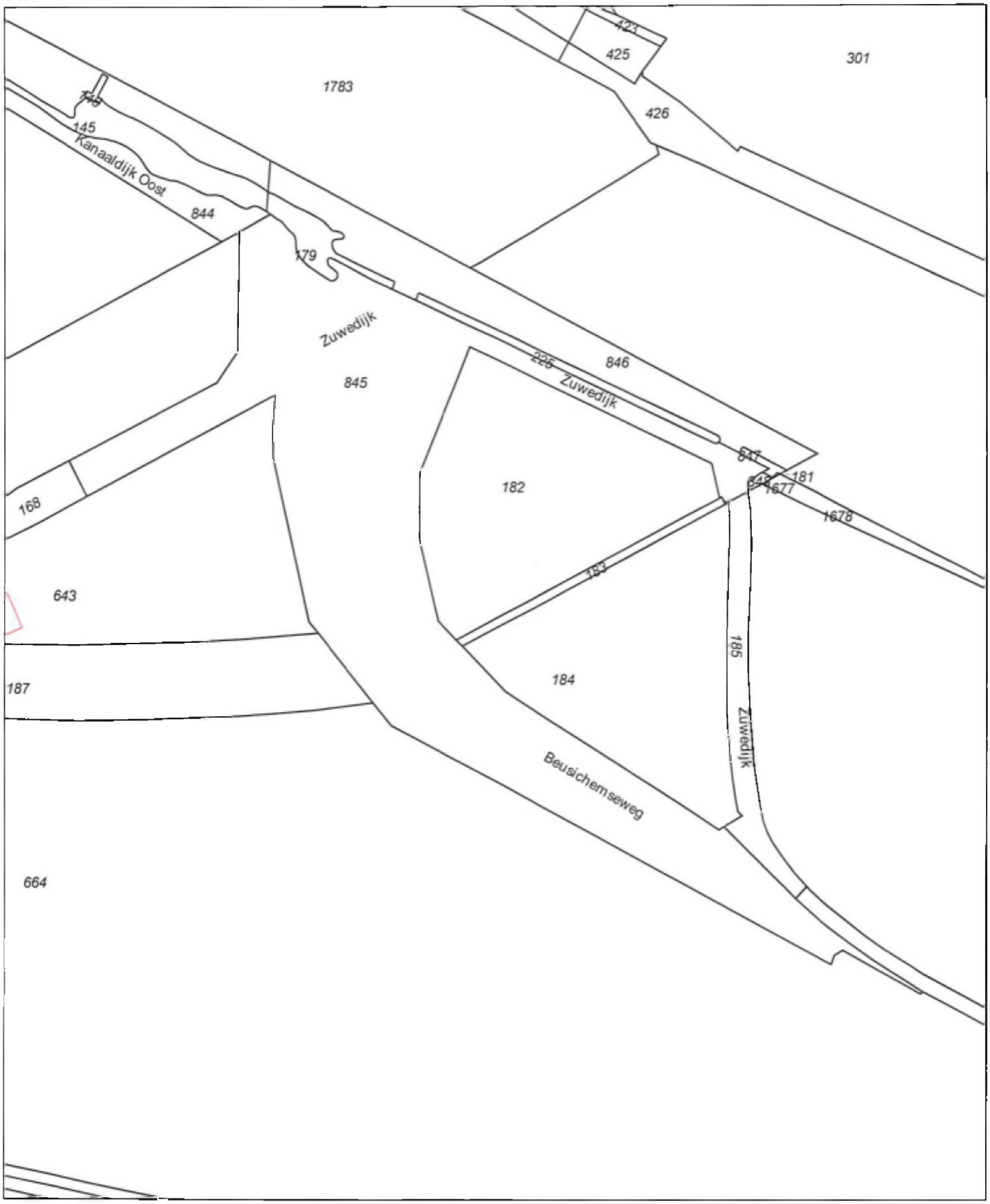
Schaal 1:2000

Kadastrale gemeente	HOUTEN
Sectie	K
Perceel	643

Aan dit uittreksel kunnen geen betrouwbare maten worden ontleend.
De Dienst voor het kadaster en de openbare registers behoudt zich de intellectuele eigendomsrechten voor, waaronder het auteursrecht en het databankenrecht.

Uittreksel Kadastrale Kaart

Uw referentie: wpgoy



0 m 30 m 150 m

Deze kaart is noordgericht

12345 Perceelnummer

25 Huisnummer

Vastgestelde kadastrale grens

Voorlopige kadastrale grens

Administratieve kadastrale grens

Bebouwing

Overige topografie

Voor een eensluidend uittreksel, Apeldoorn, 13 september 2018
De bewaarder van het kadaster en de openbare registers

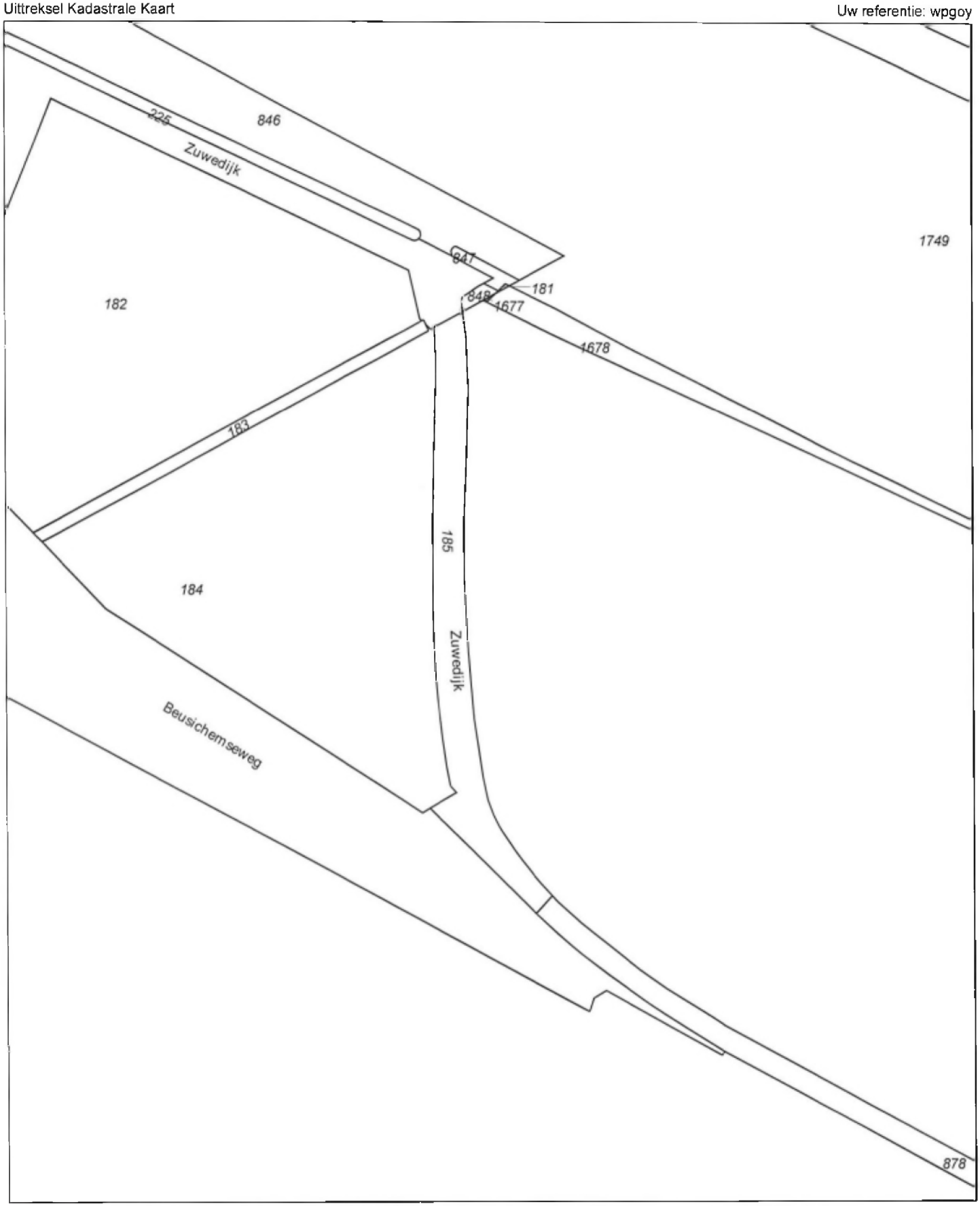
Schaal 1:3000

Kadastrale gemeente	HOUTEN
Sectie	K
Perceel	845

Aan dit uittreksel kunnen geen betrouwbare maten worden ontleend.
De Dienst voor het kadaster en de openbare registers behoudt zich de intellectuele eigendomsrechten voor, waaronder het auteursrecht en het databankenrecht.

Uittreksel Kadastrale Kaart

Uw referentie: wpgoy



0 m 20 m 100 m

Deze kaart is noordgericht

12345 Perceelnummer

25 Huisnummer

Vastgestelde kadastrale grens

Voorlopige kadastrale grens

Administratieve kadastrale grens

Bebouwing

Overige topografie

Voor een eensluidend uittreksel, Apeldoorn, 13 september 2018
De bewaarder van het kadaster en de openbare registers

Schaal 1:2000

Kadastrale gemeente	HOUTEN
Sectie	K
Perceel	185

Aan dit uittreksel kunnen geen betrouwbare maten worden ontleend.
De Dienst voor het kadaster en de openbare registers behoudt zich de intellectuele eigendomsrechten voor, waaronder het auteursrecht en het databankenrecht.

Bijlage 5
Onderzoek geluid en slagschaduw – LBP Sight

LBP SIGHT

Windpark Goyerbrug

Aanvraag omgevingsvergunning - Onderzoek geluid en slagschaduw

Opdrachtgever
Windpark Goyerbrug BV
Contactpersoon
de heer R. Berendts
Kenmerk
R068362ab.18C9XCF.dv
Versie
04_001
Datum
9 januari 2018
Auteur
ing. D. (David) Vrolijk

Kelvinbaan 40, 3439 MT Nieuwegein | Postbus 1475, 3430 BL Nieuwegein | T (030) 231 13 77 | F (030) 234 17 54
E info@lbpsight.nl | www.lbpsight.nl | IBAN: NL62 RABO 036 42 36 558 | KvK 30073990 | BTW NL007093159B01

LBP|SIGHT

Inhoudsopgave

1 Inleiding en samenvatting 3

2 Uitgangspunten 4

2.1 Situatie 4
2.2 Turbines 5
2.3 Wettelijk kader 5

3 Geluid windturbines 7

3.1 Modellering omgeving en geluidoverdracht 7
3.2 Resultaten windturbinegeluid 9

4 Cumulatie geluid 12

4.1 Uitgangspunten cumulatie 12
4.2 Kwalificatie gecumuleerde geluidbelasting 13
4.3 Resultaten cumulatie geluid 14

5 Slagschaduw 17

5.1 Rekenmethode 17
5.2 Resultaten en toetsing aan de slagschaduwnorm 17

6 Conclusie 20

Bijlagen

Bijlage I Figuren
Bijlage II Berekening jaargemiddelde bronsterkte
Bijlage III Invoer rekenmodellen geluid
Bijlage IV Rekenresultaten windturbinegeluid
Bijlage V Rekenresultaten windturbinegeluid met maatregelen
Bijlage VI Berekening gecumuleerde geluidbelasting
Bijlage VII Invoer en resultaten rekenmodel slagschaduw

1 Inleiding en samenvatting

In opdracht van Windpark Goyerbrug BV, de heer R. Berendts, is een onderzoek uitgevoerd naar geluid en slagschaduw door het nieuw te bouwen windpark Goyerbrug in Houten. Het onderzoek is verricht in het kader van de aanvraag omgevingsvergunning. Doel van het onderzoek is het effect op de fysieke leefomgeving te onderzoeken en te beoordelen door te toetsen aan de grenswaarden uit het Activiteitenbesluit.

Het windpark
Windpark Goyerbrug is voorzien als lijnopstelling van vier turbines. In het onderzoek zijn voor zowel geluid als slagschaduw zes verschillende potentiële turbinetypes op deze locatie onderzocht.

Als uitgangspunt bij de selectie van potentiële turbines is de volgende bandbreedte toegepast:
- ashoogte: 145 meter tot en met 166 meter;
- rotordiameter: maximaal 150 meter;

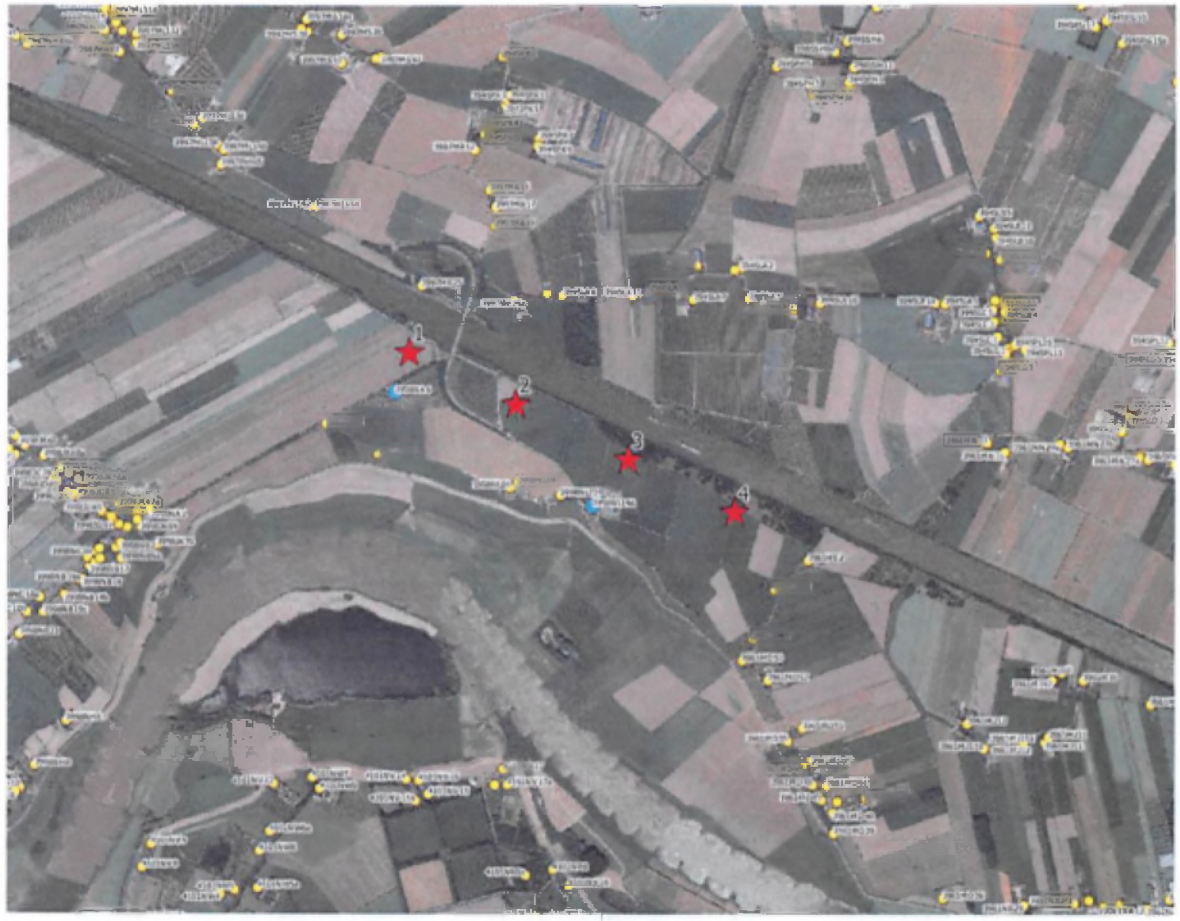
Het onderzoek richt zich op de volgende drie onderdelen
- De jaargemiddelde geluidbelasting door windpark Goyerbrug ter plaatse van de omliggende woningen en andere geluidgevoelige objecten en toetsing aan de grenswaarden voor geluid uit het Activiteitenbesluit.
- De cumulatieve geluidbelasting door het windpark, wegverkeerslawaai en scheepvaart.
- Slagschaduw door het windpark op de omliggende woningen en andere gevoelige objecten en toetsing aan de slagschaduwnorm uit het Activiteitenbesluit.

Uit het onderzoek blijkt het volgende
- Het windpark voldoet aan de grenswaarden voor geluid van L_{den} 47 dB en L_{night} 41 dB. Hiervoor zijn mitigerende maatregelen noodzakelijk voor alle turbinetypes, zoals omschreven in tabel 3.3.
- De gecumuleerde geluidbelasting neemt met 0,3 dB tot en met 15 dB toe ter plaatse van de omliggende woningen. Dit is afhankelijk van de ligging van de woningen ten opzichte van het windpark en reeds bestaande geluidbronnen in de omgeving. Circa de helft van de 25 beschouwde woningen veranderen van classificatie van de akoestische leefomgeving. De effecten zijn het grootst bij woningen die relatief ver van de bestaande geluidbronnen liggen, maar dicht bij het nieuwe windpark. Ter plaatse van deze woningen is de nieuw berekende gecumuleerde geluidbelasting in de ordegrootte van die woningen die al in de buurt van bestaande geluidbronnen liggen. Voor een verdere beschouwing wordt verwezen naar paragraaf 4.3.
- De slagschaduwnorm van 17 dagen met meer dan 20 minuten slagschaduw kan zonder maatregelen bij meerdere woningen overschreden worden door alle turbinetypes. De bepalende turbines moeten daarom voorzien worden van een stilstandvoorziening, waarmee voldaan wordt aan de slagschaduwnorm.

2 Uitgangspunten

2.1 Situatie

Het windpark bestaat uit vier turbines en is geprojecteerd ten zuiden van het Amsterdam Rijnkanaal, ter hoogte van de Goyerbrug in de gemeente Houten. In de directe omgeving van het windpark zijn woningen en andere geluidgevoelige objecten gelegen. Ten zuiden bevinden zich twee bedrijfswoningen die horen bij het windpark (Zuwedijk 6 en Beusichemseweg 146). De situatie is weergegeven in figuur 2.1. De gevoelige objecten zijn gelabeld met postcode en huisnummer.



Figuur 2.1
Situatie. Rode ster = nieuwe windturbine. Woningen of andere gevoelige objecten zijn gelabeld (postcode en huisnummer (bron achtergrond: Luchtfoto PDOK))

2.2 Turbines

Het turbinetype staat nog niet vast. Om een selectie van mogelijke turbines te maken is als uitgangspunt de volgende bandbreedte toegepast:

- ashoogte: 145 meter tot en met 166 meter;
- rotordiameter: maximaal 150 meter;

Binnen deze bandbreedte is gezocht naar turbinetypes die mogelijk op deze locatie gerealiseerd kunnen worden. In tabel 2.1 is een selectie gegeven van potentiële turbinetypes. Deze lijst is niet limitatief.

Tabel 2.1
Mogelijke turbinetypes op deze locatie

Turbine	Vermogen [MW]	ashoogte [m]
Nordex N131	3,9	145
Nordex N149	4,0-4,5	164
Senvion 3.7M140	3,7	160
Senvion 4.2M148	4,2	165
Vestas V136	3,6	149
Vestas V150	4,0-4,2	166

Voor zowel geluid als slagschaduw is de impact van de turbines uit tabel 2.1 onderzocht.

2.3 Wettelijk kader

Geluid
Voor windturbines gelden de grenswaarden uit het Activiteitenbesluit milieubeheer. Volgens dit besluit geldt voor geluid een jaargemiddelde norm van 47 dB L_{den} en 41 dB L_{night} ter plaatse van woningen van derden en andere gevoelige objecten.

Toetsing aan de grenswaarden uit het Activiteitenbesluit vindt plaats in hoofdstuk 3. Waar nodig is aangegeven met welke mitigerende maatregelen (noise-modes) wordt voldaan aan de jaar gemiddelde grenswaarden.

Naast de toets aan de wettelijke grenswaarden is het gecumuleerde geluidniveau door de wind turbines, de omliggende wegen en scheepvaart bepaald. Cumulatie van het geluid met andere windparken is niet aan de orde door de grote afstand (circa 7 km tot windpark Houten). Het bevoegd gezag neemt de resultaten van de gecumuleerde geluidbelasting mee in de planologische procedure in het kader van een goede ruimtelijke ordening. In hoofdstuk 4 is verder ingegaan op de gecumuleerde geluidbelasting.

Slagschaduw
Voor slagschaduw is in artikel 3.12 lid 1 van de Activiteitenregeling het volgende opgenomen:

"Ten behoeve van het voorkomen of beperken van slagschaduw en lichtschittering is de windturbine voorzien van een automatische stilstandvoorziening die de windturbine afschakelt indien slagschaduw optreedt ter plaatse van gevoelige objecten voor zover de afstand tussen de windturbine en de gevoelige objecten minder dan 12 maal de rotordiameter bedraagt en gemiddeld meer dan 17 dagen per jaar gedurende meer dan 20 minuten per dag slagschaduw kan optreden en voor zover zich in de door de slagschaduw getroffen uitwendige scheidingsconstructie van gevoelige gebouwen of woonwagens ramen bevinden. De afstand geldt van een punt op ashoogte van de windturbine tot de gevel van het gevoelige object."

Binnen een afstand van 12 maal de rotordiameter van alle beschouwde turbinetypes zijn gevoelige objecten gelegen. Om te toetsen aan de norm van gemiddeld 17 dagen met meer dan 20 minuten slagschaduw is in dit onderzoek de verwachte 6 uur slagschaduwcontour (~17x21 minuten) bepaald voor alle turbinetypes. Ter plaatse van de gevoelige objecten binnen of op deze contour kan mogelijk meer dan 17 dagen met meer dan 20 minuten slagschaduw optreden. Vervolgens is voor alle turbinetypes onderzocht of ook inderdaad sprake kan zijn van een overschrijding van de norm.

In hoofdstuk 5 is ingegaan op het aspect slagschaduw.

3 Geluid windturbines

De berekening van de jaargemiddelde geluidbelasting ter plaatse van de omliggende geluid gevoelige objecten is uitgevoerd volgens het reken- en meetvoorschrift windturbines, zoals opgenomen in de ministeriële regeling behorende bij het Activiteitenbesluit.

3.1 Modellering omgeving en geluidoverdracht

De geluidbelasting in de omgeving van het windpark is berekend door een rekenmodel op te stellen, waarbij de windturbine ingevoerd is als puntbron op ashoogte. Rekenpunten zijn gemodelleerd op een hoogte van 5 meter. Gerekend is met een bijna zachte, absorberende bodem (bodemfactor 0,8). Voor wegen en water is een harde bodem (factor 0) aangehouden. Woonerven zijn ingevoerd als halfharde bodem (factor 0,5). In het rekenmodel zijn geen gebouwinvloeden meegenomen. In figuur I.1 in bijlage I is een verbeelding van het rekenmodel opgenomen.

Voor het bepalen van de geluidemissie van de verschillende windturbinetypes is gebruikgemaakt van fabrikantgegevens en de KNMI windsnelheidsverdeling op ashoogte. In bijlage 4 van de Activiteitenregeling is deze windsnelheidsverdeling voorgeschreven. In opdracht van Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO.nl[1]) is een rekentool[2] ontwikkeld waarmee het windprofiel ter plaatse van de windturbines, op de gegeven ashoogte, wordt bepaald. In dit onderzoek is gebruik gemaakt van de nieuwste dataset 2004-2013 van het KNMI, die in de genoemde tool verwerkt is.

De berekening van de gehanteerde jaargemiddelde bronsterkte is per turbinetype uit de lijst in tabel 2.1 opgenomen in bijlage II. In tabel 3.1 zijn de berekende jaargemiddelde bronsterktes samengevat. Tabel 3.2 geeft de gehanteerde frequentiespectrum.

Tabel 3.1
Samenvatting jaargemiddelde bronsterktes van de onderzochte turbinetypes [dB]

Turbine	Vermogen [MW]	STE*	ashoogte [m]	Mode	Lden	LEdag	LEavond	LEnacht
Nordex N131	3,9	ja	145	0	110,0	102,6	103,1	103,8
Nordex N149	4,0-4,5	ja	164	0	109,9	102,5	103,1	103,7
Senvion 3.7M140	3,7	onbekend	160	0	109,3	102,1	102,6	103,0
Senvion 4.2M148	4,2	ja	165	0	109,7	102,6	103,1	103,4
Vestas V136	3,6	ja	149	0	109,7	102,3	102,9	103,5
Vestas V150	4,0-4,2	ja	166	0	108,9	101,6	102,2	102,7

*STE staat voor Serrate Trailing Edge. Hierbij wordt een gekartelde rand op de bladen toegepast wat een positief effect heeft op de geluidemissie

Bij de berekening van de geluidemissie van de windturbines zijn de volgende aspecten buiten beschouwing gelaten. Hiermee is de berekende geluidemissie worst-case.
- Stilstand door slagschaduw.
- Stilstand door vleermuizen.
- Stilstand door onderhoudswerkzaamheden.

Voor de geluidberekeningen zijn alleen de woningen meegenomen die op relatief korte afstand van de turbine gelegen zijn, zie hiervoor de verbeelding van het rekenmodel in bijlage I.

1 https://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/duurzame-energie-opwekken/windenergie-op-land/milieu-en-omgeving/geluid-en-windmolens/geluidsberekening
2 https://www.mp.nl/rekentool

Tabel 3.2

Gehanteerde frequentiespectrum per turbinetype.

Turbine	31,5 Hz	63 Hz	125 Hz	250 Hz	500 Hz	1 kHz	2 kHz	4 kHz	8 kHz
Nordex N131	-27,9	-17,8	-11,3	-8,0	-7,1	-6,2	-6,8	-10,1	-20,0
Nordex N149	-28,4	-18,5	-12,2	-8,4	-6,0	-5,1	-7,3	-15,6	-23,7
Senvion 3.7M140	-26,4	-17,4	-11,3	-8,8	-7,5	-6,1	-6,6	-9,2	-20,2
Senvion 4.2M148	-26,4	-17,4	-11,3	-8,8	-7,5	-6,1	-6,6	-9,2	-20,2
Vestas V136	-28,3	-17,0	-11,8	-8,4	-6,8	-5,3	-6,4	-14,5	-34,3
Vestas V150	-29,3	-18,8	-11,3	-6,7	-4,9	-6,0	-10,0	-16,8	-26,6

De invoergegevens van het geluidmodel zijn opgenomen in bijlage III.

3.2 Resultaten windturbinegeluid

Uit de rekenresultaten blijkt dat niet zonder meer voldaan wordt aan de grenswaarden uit het Activiteitenbesluit. Mitigerende maatregelen zijn noodzakelijk voor alle turbinetypes.

In dit onderzoek is bepaald met welke noise-modes[3] de turbines voldoen aan de grenswaarden uit het Activiteitenbesluit. De benodigde noise-modes zijn opgenomen in tabel 3.3. Voor de Senvion turbines zijn de mode-instellingen niet opgegeven door de leverancier. Hier zijn de benodigde reducties in dB's gegeven.

Tabel 3.3

Benodigde mitigerende maatregelen (noise-modes[4])

Turbinetype	Turbine	Dag (07:00 – 19:00 uur)	Avond (19:00 -- 23:00 uur)	Nacht (23:00 – 07:00 uur)
Nordex N131	1	--	Mode 8 (-4,1 dB)	Mode 8 (-4,4 dB)
	2		--	Mode 6 (-3,6 dB)
	3		Mode 8 (-4,1 dB)	Mode 8 (-4,4 dB)
	4		--	--
Nordex N149	1	--	Mode 9 (-4,1 dB)	Mode 9 (-4,4 dB)
	2	--	--	Mode 9 (-4,4 dB)
	3	--	Mode 9 (-4,1 dB)	Mode 9 (-4,4 dB)
	4	--	--	--
Senvion 3.7M140	1	--	--	-3,5 dB
	2			-2,0 dB
	3			-3,5 dB
	4			--
Senvion 4.2M148	1	--	--	-4 dB
	2			-3 dB
	3			-4 dB
	4			--
Vestas V136	1	S03 (-2,9 dB)	S03 (-3,0 dB)	S03 (-3,3 dB)
	2	--	--	S03 (-3,3 dB)
	3	--	--	S04 (-6,2 dB)
	4	--	--	--
Vestas V150	1	--	--	S012 (-4,3 dB)
	2			S02 (-2,1 dB)
	3			S012 (-4,3 dB)
	4			--

De noise-modeconfiguraties in tabel 3.3 zijn niet limitatief. Er bestaan mogelijk andere configuraties waarmee aan de grenswaarden voldaan kan worden. In een later stadium vindt deze optimalisering plaats.

In figuur I.2 tot en met I.7 in bijlage I is de L_{den} 47 dB contour gegeven voor alle turbinetypes van de situatie met en zonder noise-modes, zoals beschreven in tabel 3.3.

Bijlage IV en V geven de rekenresultaten ter plaatse van de omliggende beoordelingspunten voor de situaties zonder en met maatregelen. In tabellen 3.4 tot en met 3.6 zijn de rekenresultaten samengevat.

3 Noise-mode-instellingen zijn maatregelen aan rotatiesnelheid van de rotor van de turbine waarmee de geluidsemissie van de windturbine naar de omgeving wordt verminderd. Dit is van invloed op de vermogensopbrengst van de windturbine.

4 De berekende reductie van de verschillende noisemodes is niet altijd gelijk in de dag-, avond en nachtperioden. Verschillen kunnen ontstaan door verschillen in het windprofiel van de etmaalperioden.

Tabel 3.4

Berekende jaargemiddelde geluidbelasting L_{den} en L_{night} van de Nordex turbines ter plaatse van de omliggende geluidgevoelige objecten [dB]. Overschrijdingen zijn vet gedrukt.

			Nordex N131				Nordex N149			
			Zonder maatregelen		Met maatregelen		Zonder maatregelen		Met maatregelen	
Naam	Omschrijving	Hoogte	Lnight	Lden	Lnight	Lden	Lnight	Lden	Lnight	Lden
3945LA11_A	Kapelleweg 11	5	39	45	36	42	39	45	36	42
3945LA1b_A	Kapelleweg 1b	5	35	41	33	39	35	41	33	39
3945LA3_A	Kapelleweg 3	5	35	41	33	40	35	42	33	40
3945LA5_A	Kapelleweg 5	5	36	43	34	41	37	43	34	41
3945LA6_A	Kapelleweg 6	5	41	47	37	44	41	47	37	44
3945LA7_A	Kapelleweg 7	5	38	44	35	41	38	44	35	42
3945LA9_A	Kapelleweg 9	5	38	44	35	42	38	45	35	42
3961MD52_A	Lekdijk West 52	5	36	42	35	41	36	42	35	41
3961MD53_A	Lekdijk West 53	5	37	43	36	42	37	43	36	42
3961ME2_A	Hoeksedijk 2	5	41	47	40	46	41	47	40	47
3961MN 33_	Wijkersloot 33	5	32	38	30	37	32	38	31	37
3997ML144_	Beusichemseweg 144	5	36	42	32	38	36	42	32	39
3997MP20_A	Kapelleweg 20	5	41	47	37	44	41	47	37	44
3997MP25_A	Kapelleweg 25	5	42	48	38	45	42	48	38	45
3997MP25a_	Kapelleweg 25a	5	42	48	38	45	42	48	38	45
3997MR19_A	Nachtdijk 19	5	38	44	34	41	38	45	34	41
3997MR25_A	Nachtdijk 25	5	44	50	40	47	44	50	40	47
3998NA2_A	Zuwedijk 2	5	40	46	36	42	40	46	36	43
3998NH4_A	Lekdijk 4	5	41	47	37	44	41	47	37	44
3998NL69_A	Beusichemseweg 69	5	43	50	40	47	44	50	40	47
3998NL71_A	Beusichemseweg 71	5	44	50	40	47	44	50	40	47
3998NM1_A	Hoeksedijk 1	5	38	44	37	44	38	45	37	44
3998NM3_A	Hoeksedijk 3	5	41	47	40	47	41	47	40	47
B3998NA6_A	BW - Zuwedijk 6	5	46	52	42	49	46	52	42	48
B3998NL146	BW - Beusichemseweg	5	45	51	41	48	45	51	41	48

Tabel 3.5

Berekende jaargemiddelde geluidbelasting L_{den} en L_{night} van de Senvion turbines ter plaatse van de omliggende geluidgevoelige objecten [dB]. Overschrijdingen zijn vet gedrukt.

			Senvion 3.7M140				Senvion 4.2M148			
			Zonder maatregelen		Met maatregelen		Zonder maatregelen		Met maatregelen	
Naam	Omschrijving	Hoogte	Lnight	Lden	Lnight	Lden	Lnight	Lden	Lnight	Lden
3945LA11_A	Kapelleweg 11	5	38	44	36	42	38	44	35	42
3945LA1b_A	Kapelleweg 1b	5	34	40	32	39	34	40	32	39
3945LA3_A	Kapelleweg 3	5	34	41	33	39	35	41	33	40
3945LA5_A	Kapelleweg 5	5	35	42	34	40	36	42	34	41
3945LA6_A	Kapelleweg 6	5	40	46	37	44	40	46	37	44
3945LA7_A	Kapelleweg 7	5	37	43	35	41	37	43	35	41
3945LA9_A	Kapelleweg 9	5	37	44	35	42	38	44	35	42
3961MD52_A	Lekdijk West 52	5	35	41	34	40	35	41	34	41
3961MD53_A	Lekdijk West 53	5	36	42	35	42	36	43	35	42
3961ME2_A	Hoeksedijk 2	5	40	46	39	46	40	46	40	46
3961MN 33_	Wijkersloot 33	5	31	37	30	36	31	37	30	36
3997ML144_	Beusichemseweg 144	5	35	41	32	39	35	41	32	39
3997MP20_A	Kapelleweg 20	5	40	46	37	44	40	46	37	44
3997MP25_A	Kapelleweg 25	5	41	47	38	45	41	47	38	45
3997MP25a_	Kapelleweg 25a	5	41	47	38	45	41	47	38	45
3997MR19_A	Nachtdijk 19	5	37	43	35	41	38	44	34	41
3997MR25_A	Nachtdijk 25	5	43	49	40	47	43	50	40	47
3998NA2_A	Zuwedijk 2	5	39	45	36	43	39	45	35	43
3998NH4_A	Lekdijk 4	5	40	46	37	44	40	46	36	44
3998NL69_A	Beusichemseweg 69	5	42	49	40	47	43	49	40	47
3998NL71_A	Beusichemseweg 71	5	43	49	40	47	43	49	40	47
3998NM1_A	Hoeksedijk 1	5	37	43	36	43	38	44	37	43
3998NM3_A	Hoeksedijk 3	5	40	46	40	46	40	47	40	46
B3998NA6_A	BW - Zuwedijk 6	5	45	51	42	49	45	52	41	49
B3998NL146	BW - Beusichemseweg	5	44	50	41	48	44	50	41	48

Tabel 3.6

Berekende jaargemiddelde geluidbelasting L_{den} en L_{night} van de Vestas turbines ter plaatse van de omliggende geluidgevoelige objecten [dB]. Overschrijdingen zijn vet gedrukt.

			Vestas V136				Vestas V150			
			Zonder maatregelen		Met maatregelen		Zonder maatregelen		Met maatregelen	
Naam	Omschrijving	Hoogte	Lnight	Lden	Lnight	Lden	Lnight	Lden	Lnight	Lden
3945LA11_A	Kapelleweg 11	5	39	45	35	42	38	44	36	43
3945LA1b_A	Kapelleweg 1b	5	35	41	33	39	34	41	33	39
3945LA3_A	Kapelleweg 3	5	35	41	33	40	35	41	33	40
3945LA5_A	Kapelleweg 5	5	36	43	34	41	36	42	34	41
3945LA6_A	Kapelleweg 6	5	41	47	37	44	40	46	37	44
3945LA7_A	Kapelleweg 7	5	38	44	35	42	37	43	35	42
3945LA9_A	Kapelleweg 9	5	38	44	35	42	38	44	35	42
3961MD52_A	Lekdijk West 52	5	36	42	34	41	35	41	34	41
3961MD53_A	Lekdijk West 53	5	37	43	36	42	36	43	35	42
3961ME2_A	Hoeksedijk 2	5	41	47	40	46	40	46	39	46
3961MN 33_	Wijkersloot 33	5	32	38	30	37	31	38	30	37
3997ML144_	Beusichemseweg 144	5	36	42	32	39	35	41	32	39
3997MP20_A	Kapelleweg 20	5	41	47	37	44	40	46	37	44
3997MP25_A	Kapelleweg 25	5	42	48	38	45	41	47	38	45
3997MP25a_	Kapelleweg 25a	5	42	48	38	45	41	47	38	45
3997MR19_A	Nachtdijk 19	5	38	44	35	42	38	44	35	42
3997MR25_A	Nachtdijk 25	5	44	50	41	47	43	49	39	47
3998NA2_A	Zuwedijk 2	5	40	46	36	43	39	45	35	43
3998NH4_A	Lekdijk 4	5	41	47	37	44	40	46	37	44
3998NL69_A	Beusichemseweg 69	5	43	50	40	47	43	49	40	47
3998NL71_A	Beusichemseweg 71	5	44	50	40	47	43	49	40	47
3998NM1_A	Hoeksedijk 1	5	38	44	37	44	38	44	37	43
3998NM3_A	Hoeksedijk 3	5	41	47	40	47	40	46	40	46
B3998NA6_A	BW - Zuwedijk 6	5	46	52	43	49	45	51	41	48
B3998NL146	BW - Beusichemseweg	5	45	51	41	48	44	50	41	48

Uit tabel 3.4 tot en met 3.6 en de figuren in bijlage I blijkt dat, met de genoemde noise-modes in tabel 3.3, voldaan wordt aan de grenswaarden uit het Activiteitenbesluit.

4 Cumulatie geluid

4.1 Uitgangspunten cumulatie

In het kader van een goede ruimtelijke ordening is de geluidbelasting door windturbinegeluid gecumuleerd met andere geluidbronnen in de omgeving. De volgende geluidbronnen zijn bepalend voor de omgeving: wegverkeer (gezoneerd in het kader van de Wet geluidhinder) en scheepvaart (niet gezoneerd in het kader van de Wet geluidhinder). Voor scheepvaart bestaat geen apart beoordelingskader, maar is in deze cumulatiestudie wel betrokken. Andere bepalende geluid bronnen zijn niet aanwezig of liggen te ver weg om van invloed te zijn op de gecumuleerde geluidbelasting.

De cumulatieve geluidbelasting L_{cum} is bepaald conform de rekenmethode uit het Reken- en meetvoorschrift windturbines, zoals opgenomen in bijlage 4 bij de Regeling algemene regels voor inrichtingen milieubeheer. Met deze methode is de gecumuleerde hinder-equivalente geluid belasting berekend[5], waarbij rekening wordt gehouden met de verschillen in dosis-effectrelaties van de verschillende geluidbronnen. Daarbij is uitgegaan van specifieke formules, waarbij de berekende geluidwaarden (L_{den}-waarden, met uitzondering van industrielawaai) van de desbetreffende bronnen worden gebruikt om de hinder-equivalente geluidwaarden te berekenen. Vervolgens zijn deze hinder-equivalente geluidwaarden energetisch bij elkaar opgeteld.

Voor scheepvaart zijn geen formules beschikbaar om de hinder-equivalente geluidbelasting te berekenen. Vanwege de overeenkomst in dosis-effectrelatie tussen railverkeerslawaai en scheepvaartlawaai is voor scheepvaartgeluid de formule voor railverkeer gehanteerd.

De onderstaande wettelijke formules zijn gebruikt.
- windturbines: $L^*_{wtb} = 1{,}65L_{wtb} - 20{,}05$;
- wegverkeer: $L^*_{vl} = 1{,}0L_{vl} + 0$;
- scheepvaart (railverkeer): $L^*_{rl} = 0{,}95L_{rl} - 1{,}40$.

Zowel de bestaande situatie (wegen en scheepvaart) als nieuwe situatie (nieuw windpark, wegen en scheepvaart) zijn beschouwd voor alle zes de turbinetypes.

Wegverkeer
Voor het bepalen van de geluidbelasting door wegverkeer is het rekenmodel gebruikt zoals toegepast voor de gemeentelijke geluidkaarten 2016. Deze is aangeleverd in april 2018 door de gemeente Houten. De verkeersintensiteiten zijn aangepast naar het beschikbare jaar 2030, conform de systematiek van de Wgh om 10 jaar vooruit te kijken. De aangeleverde intensiteiten zijn werkdaggemiddeld en met een standaardfactor 0,9 omgerekend naar weekdaggemiddelde getallen. Rekenpunten zijn gemodelleerd op een hoogte van 5 meter. Gerekend is met een bijna zachte, absorberende bodem (bodemfactor 0,8). Voor wegen en water is een harde bodem (factor 0) aangehouden.

5 De geluidbelasting van de verschillende geluidbronnen wordt gelijkgesteld aan de geluidbelasting vanwege wegverkeersgeluid. Dit is terug te zien in de formule voor wegverkeer: L*vl = 1,0 Lvl + 0.

Hoogtelijnen zijn overeenkomstig het ontvangen rekenmodel, maar waar nodig aangepast naar de werkelijke situatie om ook voorbij de gemeentegrens van Houten te kunnen rekenen. In figuur I.2 in bijlage I is een verbeelding gegeven van het rekenmodel. In bijlage III zijn de invoergegevens van het rekenmodel opgenomen.

Scheepvaart
Voor het bepalen van de geluidbelasting door scheepvaart is als basis het rekenmodel gebruikt zoals vervaardigd voor wegverkeer, zodat dezelfde maaiveldinformatie gebruikt is. De intensiteiten zijn in april 2018 aangeleverd door Rijkswaterstaat. Deze intensiteiten zijn opgegeven voor het jaar 2017 en omgerekend met een factor 0,5%[6] per jaar naar het jaar 2030 om aan te sluiten bij wegverkeer. In het rekenmodel is voor de passerende schepen een gemiddelde bronsterke van 111 dB(A) aangehouden met onderstaand frequentiespectrum[7].

Type geluid	31 Hz	63 Hz	125 Hz	250 Hz	500 Hz	1 kHz	2kHz	4 kHz	8 kHz
Scheepvaart	-36	-19	-10	-9	-6	-6	-8	-12	-16

In figuur I.3 in bijlage I is een verbeelding gegeven van het rekenmodel. In bijlage III zijn de invoergegevens van het rekenmodel opgenomen.

4.2 Kwalificatie gecumuleerde geluidbelasting

Met het berekende cumulatieve geluidniveau vóór en na realisatie van het windpark, kan het akoestisch effect van de windparken op de leefomgeving worden beoordeeld. Hiervoor zijn geen wettelijke normen gesteld. Met het gecumuleerde niveau kan wel de 'akoestische kwaliteit' worden beoordeeld. Een veel gebruikte classificatie (conform methode Miedema) voor deze beoordeling is gegeven in tabel 4.1.

Aan deze beoordeling is een kleurcode toegekend.

Tabel 4.1
Classificering van de kwaliteit van de akoestische omgeving, inclusief kleurcodering.

Lcum	Classificatie	Kleurcode
<50	goed	
50-55	redelijk	
55-60	matig	
60-65	tamelijk slecht	
65-70	slecht	
>70	zeer slecht	

Bovenstaande classificatie en kleurcodering is in dit onderzoek toegepast.

6 Bijlage 5 Achtergrondrapport Vaarwegen NMCA 19 april 2017
7 Rapportage_Geluidseffecten_scheepvaartlawaai_d.d._6_december_2004

4.3 Resultaten cumulatie geluid

De berekende, gecumuleerde, geluidbelasting is berekend voor alle turbinetypes. De berekening en resultaten zijn gegeven in bijlage VI en samengevat in tabel 4.2 en 4.3. Hierbij is uitgegaan van de situatie **inclusief** maatregelen bij de windturbines, zoals opgenomen in tabel 3.3. De classificering van de akoestische kwaliteit van de omgeving, met kleurcodes zoals opgenomen in tabel 4.1, is hierbij toegepast.

Tabel 4.2
Gecumuleerde geluidbelasting

Toetspunt	Lcum Bestaand	N131 Lcum Nieuw	N149 Lcum Nieuw	3,7M140 Lcum Nieuw	4,2M148 Lcum Nieuw	V136 Lcum Nieuw	V150 Lcum Nieuw
3997ML144_ - Beusichemseweg 144	54	55	55	55	55	55	55
3998NL69_A - Beusichemseweg 69	47	58	57	58	58	58	58
3998NL71_A - Beusichemseweg 71	49	58	58	58	58	58	58
3998NL146_ - BW - Beusichemseweg 146	58	60	60	60	60	60	59
3998NA6_A - BW - Zuwedijk 6	56	62	61	62	62	62	61
3998NM1_A - Hoeksedijk 1	47	53	53	52	53	53	52
3961ME2_A - Hoeksedijk 2	43	57	57	56	56	57	56
3998NM3_A - Hoeksedijk 3	42	57	57	56	56	57	56
3945LA11_A - Kapelleweg 11	54	56	56	56	56	56	56
3945LA1b_A - Kapelleweg 1b	56	56	56	56	56	56	56
3997MP20_A - Kapelleweg 20	57	58	58	59	59	59	59
3997MP25_A - Kapelleweg 25	56	58	58	58	58	58	58
3997MP25a_ - Kapelleweg 25a	56	58	58	58	58	58	58
3945LA3_A - Kapelleweg 3	56	56	56	56	56	56	56
3945LA5_A - Kapelleweg 5	55	55	55	55	55	55	55
3945LA6_A - Kapelleweg 6	60	61	61	61	61	61	61
3945LA7_A - Kapelleweg 7	45	50	50	50	50	50	50
3945LA9_A - Kapelleweg 9	55	56	56	56	56	56	56
3998NH4_A - Lekdijk 4	53	55	55	56	55	56	55
3961MD52_A - Lekdijk West 52	50	52	52	52	52	52	52
3961MD53_A - Lekdijk West 53	52	54	54	54	54	54	54
3997MR19_A - Nachtdijk 19	51	53	53	53	53	53	53
3997MR25_A - Nachtdijk 25	57	60	60	60	60	60	60
3961MN 33_ - Wijkersloot 33	37	42	42	42	42	42	42
3998NA2_A - Zuwedijk 2	56	57	57	57	57	57	57

Tabel 4.3

Toename gecumuleerde geluidbelasting

ID	N131	N149	3,7M140	4,2M148	V136	V150
	Toename					
3997ML144_ - Beusichemseweg 144	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
3998NL69_A - Beusichemseweg 69	10,6	10,3	10,8	10,6	10,8	10,6
3998NL71_A - Beusichemseweg 71	9,1	9,1	9,2	9,2	9,1	9,1
3998NL146_ - BW - Beusichemseweg 146	9,8	9,8	9,8	10,0	9,7	9,5
3998NA6_A - BW - Zuwedijk 6	5,9	5,5	6,0	5,9	6,2	5,4
3998NM1_A - Hoeksedijk 1	6,2	6,4	5,5	5,8	6,2	5,7
3961ME2_A - Hoeksedijk 2	13,4	13,6	12,3	12,8	13,4	12,5
3998NM3_A - Hoeksedijk 3	14,9	15,0	13,8	14,3	14,9	13,9
3945LA11_A - Kapelleweg 11	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4
3945LA1b_A - Kapelleweg 1b	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
3997MP20_A - Kapelleweg 20	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5
3997MP25_A - Kapelleweg 25	2,4	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5
3997MP25a_ - Kapelleweg 25a	2,3	2,2	2,5	2,4	2,5	2,5
3945LA3_A - Kapelleweg 3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4
3945LA5_A - Kapelleweg 5	0,7	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7
3945LA6_A - Kapelleweg 6	0,7	0,7	0,8	0,7	0,8	0,8
3945LA7_A - Kapelleweg 7	5,2	5,3	5,1	5,2	5,2	5,3
3945LA9_A - Kapelleweg 9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0
3998NH4_A - Lekdijk 4	2,5	2,5	2,7	2,6	2,8	2,6
3961MD52_A - Lekdijk West 52	1,8	1,9	1,5	1,6	1,8	1,7
3961MD53_A - Lekdijk West 53	1,9	2,1	1,6	1,8	1,9	1,8
3997MR19_A - Nachtdijk 19	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9
3997MR25_A - Nachtdijk 25	2,9	2,9	3,1	3,1	3,2	2,9
3961MN 33_ - Wijkersloot 33	4,9	5,1	4,4	4,7	4,9	4,9
3998NA2_A - Zuwedijk 2	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,1

Uit tabel 4.2, tabel 4.3 en bijlage VI blijkt dat:

- De gecumuleerde geluidbelasting per onderzochte turbinetype niet veel verschilt.
- Van de 25 beschouwde woningen (waarvan 2 bedrijfswoningen) treedt de grootste verandering op bij de 3.7M140 en de V136 turbines. Deze zijn als volgt:
  - 13 woningen blijven binnen dezelfde classificatie als in de bestaande situatie;
  - 2 woningen veranderen van classificatie goed naar redelijk;
  - 3 woningen veranderen van classificatie redelijk naar matig;
  - 5 woningen veranderen van classificatie goed naar matig, één hiervan betreft een bedrijfswoning;
  - 2 woningen veranderen van classificatie matig naar tamelijk slecht, één hiervan betreft een bedrijfswoning.
- Woningen die gelegen zijn binnen de directe invloed van wegverkeer of scheepvaart hebben al een hogere gecumuleerde geluidbelasting. Hier is het effect van het nieuwe windpark minimaal (bijvoorbeeld de woning aan de Kapelleweg 6 met een beperkte toename van 0,8 dB, maar wel een verandering van classificatie).

- Woningen die verderaf gelegen zijn van wegverkeer en scheepvaart, en die nabij het nieuwe windpark gelegen zijn, is het effect het grootst (bijvoorbeeld de woning aan Hoeksedijk 3 met een toename van 15 dB). Ter plaatse van deze woningen is de nieuw berekende gecumuleerde geluidbelasting in de ordegrootte van die woningen die al in de buurt van bestaande geluidbronnen liggen.
- Met een geluidbelasting van 47 dB L_{den}, die als grenswaarde geldt voor windturbinegeluid, komt de omgerekende, hinder-equivalente, geluidbelasting reeds op 58 dB. Dit betekent dat bij een acceptabel geachte geluidbelasting vanwege windturbinegeluid automatisch een classificatie volgt van 'matig', conform de methode Miedema.

Een toename van de cumulatieve geluidbelasting is inherent aan het realiseren van een windpark in een relatief stille agrarische omgeving[8]. Deze toename wordt doorgaans aanvaardbaar geacht gelet op de doelen die worden nagestreefd met de realisatie van het windpark.

8 Zie ook de uitspraak van de Raad van State van 20 december 2017 (kenmerk 201608339/1/R6 en 201608341/1/R6) .

5 Slagschaduw

De ronddraaiende wieken van een windturbine werpen schaduw op de omgeving. Dat wordt slagschaduw genoemd. Die schaduw reikt het verst als de zon laag staat ('s winters, 's ochtends en 's avonds). Als slagschaduw op het raam van bijvoorbeeld een woning valt kan de afwisseling van donker en licht als hinderlijk ervaren worden. De frequentie, de intensiteit en de duur van dergelijke slagschaduw bij een locatie bepalen de mate van hinder.

Een automatische stilstandvoorziening moet ervoor zorgen dat de slagschaduwduur binnen de wettelijke norm blijft. Deze schakelt de windturbine uit gedurende de tijd dat er meer slagschaduw optreedt dan volgens de wettelijk norm is toegestaan.

5.1 Rekenmethode

De slagschaduw is voor alle turbinetypes uit tabel 2.1 bepaald met behulp van de software Windpro, versie 3.2, waarbij de verwachte duur is afgeleid van de potentiële duur door rekening te houden met de gemiddelde zonuren per dag en de gemiddelde windrichtingverdeling voor het KNMI-meetstation in De Bilt.

Bij de slagschaduwberekening zijn geen afschermende objecten, zoals bomen of bebouwing, meegenomen (worst-case).

In de gehanteerde rekensoftware zijn de in dit onderzoek beschouwde Senvion turbines nog niet opgenomen. Daarom is gekozen voor gelijkwaardige turbines, op de ashoogte behorende bij de beschouwde turbines. Voor de Senvion 3.7M140 is hiervoor de Senvion 3.4M140 op 160 meter ashoogte gehanteerd. Voor de Senvion 4.2M148 is de Nordex N149 op 165 meter gehanteerd. Deze laatste heeft een rotordiameter die 1 meter groter is dan de Senvion turbine. Hiermee is deze berekening worst-case.

5.2 Resultaten en toetsing aan de slagschaduwnorm

In figuur I.8 tot en met I.13 in bijlage I is de verwachte 6 uur slagschaduwcontour gegeven voor alle turbinetypes uit tabel 2.1. Binnen deze 6 uur slagschaduwcontouren zijn gevoelige objecten gelegen, waar mogelijk niet voldaan wordt aan de norm van gemiddeld 17 dagen met meer dan 20 minuten slagschaduw. Ter plaatse van deze objecten is de verwachte slagschaduwduur per jaar in uren en minuten berekend. Vervolgens is berekend of daadwerkelijk sprake is van gemiddeld meer dan 17 dagen met meer dan 20 minuten verwachte slagschaduw[9]. Hiertoe zijn slagschaduwreceptoren opgenomen met een raambreedte van 8 meter en een raamhoogte van 4 meter (startend 1 meter boven de grond). De resultaten zijn opgenomen in tabel 4.1. De invoer en rekenresultaten uit het rekenmodel zijn opgenomen in bijlage VI.

9 Per maand wordt bepaald hoeveel dagen potentieel meer dan 20 minuten slagschaduw kan optreden. Dit aantal dagen met meer dan 20 minuten slagschaduw wordt vermenigvuldigd met de reductiefactor voor deze maand. Dit levert het verwachte aantal dagen met meer dan 20 minuten slagschaduw per maand. Deze worden opgeteld tot het totaal verwachte dagen met meer dan 20 minuten slagschaduw, zoals opgenomen in tabel 5.1. Een en ander is af te leiden uit de kalender export die op aanvraag beschikbaar gesteld wordt.

Tabel 5.1

Rekenresultaten verwachte slagschaduw ter plaatse van de omliggende gevoelige objecten.
Aantal dagen met meer dan 20 minuten slagschaduw [#]

Beoordelingspunt	Nordex N131	Nordex N149	Senvion 3.7M140	Senvion 4.2M148	Vestas V136	Vestas V150
A: 3998JD94	10	11	9	11	10	12
B: 3998JD87	9	16	15	16	10	16
C: 3997MR25	26	28	26	28	26	28
D: 3945LA3	12	21	16	21	12	21
E: 3945LA5	19	24	22	24	21	24
F: 3998NH4	29	33	31	32	31	33
G: 3945LA2a	15	20	18	20	16	21
H: 3998NL146	15	18	16	17	15	18
I: 3998JD88	10	15	15	15	13	16
J: 3998NL71	10	12	11	12	11	12
K: 3998JD91	13	13	13	13	14	14
L: 3997MP25a	31	37	35	37	33	37
M: 3998JK67a	10	17	16	17	12	18
N: 3945LA11	23	29	26	29	25	30
O: 3998NA2	15	20	17	20	16	20
P: 3998JD89	11	15	15	15	15	16
Q: 3998JD85	7	15	11	15	9	16
R: 3998JD92	12	13	11	13	12	13
S: 3998NA1	10	13	12	13	11	13
T: 3997MR17	12	15	14	15	13	15
U: 3945LA4	14	20	18	20	15	20
V: 3998JD90	14	15	14	15	14	15
W: 3998JD93	12	13	11	13	12	13
X: 3961ME2	15	15	15	15	15	15
Y: 3998JD86	8	16	12	16	10	17
Z: 3998JK68	10	13	10	12	10	12
AA: 3997MP20	27	32	30	32	28	32
AB: 3945LA1b	9	17	15	17	13	18
AC: 3997MP25	31	37	35	37	33	37
AD: 3945LA9	20	26	24	26	22	27
AE: 3945LA1a	8	11	10	11	9	11
AF: 3945LA7	21	26	24	26	22	26
AG: 3998NA6	23	29	27	29	25	29
AH: 3998JK68	13	15	13	15	13	15
AI: 3945LA2	14	20	18	20	16	20
AJ: 3997MR15	10	12	11	12	10	12
AK: 3998JD84	5	10	7	10	6	10
AL: 3997MR19	15	18	17	18	16	18
AM: 3945LA6	27	31	29	31	28	31
AN: 3997ML142	12	14	13	14	12	14
AO: 3997ML144	12	13	13	13	12	14
AP: 3998NL69	36	36	35	36	36	36
AQ: 3998JK67	10	17	16	17	12	18
AR: 3945LA1	7	10	8	10	8	10
AS: 3998NM3	0	0	0	0	0	5
AT: 3998NM1	0	0	0	0	0	0
AU: 3961MN33	5	10	8	10	7	10

Uit tabel 5.1 blijkt dat de slagschaduwnorm van 17 dagen met meer dan 20 minuten slagschaduw bij meerdere woningen overschreden kan worden, door alle turbinetypes. De bepalende turbines moeten daarom voorzien worden van een stilstandvoorziening, zodat voldaan wordt aan de slagschaduwnorm.

6 Conclusie

De impact van geluid en slagschaduw is bepaald voor windpark Goyerbrug. Uit het onderzoek blijkt het volgende.

Windturbinegeluid
Het windpark voldoet aan de grenswaarden voor geluid van L_{den} 47 dB en L_{night} 41 dB. Hiervoor zijn mitigerende maatregelen noodzakelijk, zoals omschreven in tabel 3.3.

Cumulatie van geluid
De gecumuleerde geluidbelasting neemt met 0,3 dB tot en met 15,0 dB toe ter plaatse van de omliggende woningen. Dit is afhankelijk van de ligging van de woningen ten opzichte van het windpark en reeds bestaande geluidbronnen in de omgeving. Circa de helft van de 25 beschouwde woningen veranderen van classificatie van de akoestische leefomgeving. De effecten zijn het grootst bij woningen die relatief ver van de bestaande geluidbronnen liggen, maar dicht bij het nieuwe windpark. Ter plaatse van deze woningen is de nieuw berekende gecumuleerde geluidbelasting in de ordegrootte van die woningen die al in de buurt van bestaande geluidbronnen liggen.
Een toename van de cumulatieve geluidbelasting is inherent aan het realiseren van een windpark in een relatief stille agrarische omgeving. Het is aan het bevoegd gezag de gecumuleerde geluid-belasting mee te nemen bij de afweging in het kader van een goede ruimtelijke ordening en het belang van het realiseren van het windpark als bijdrage aan de gemeentelijke, provinciale en landelijke duurzame energiedoelstelling.

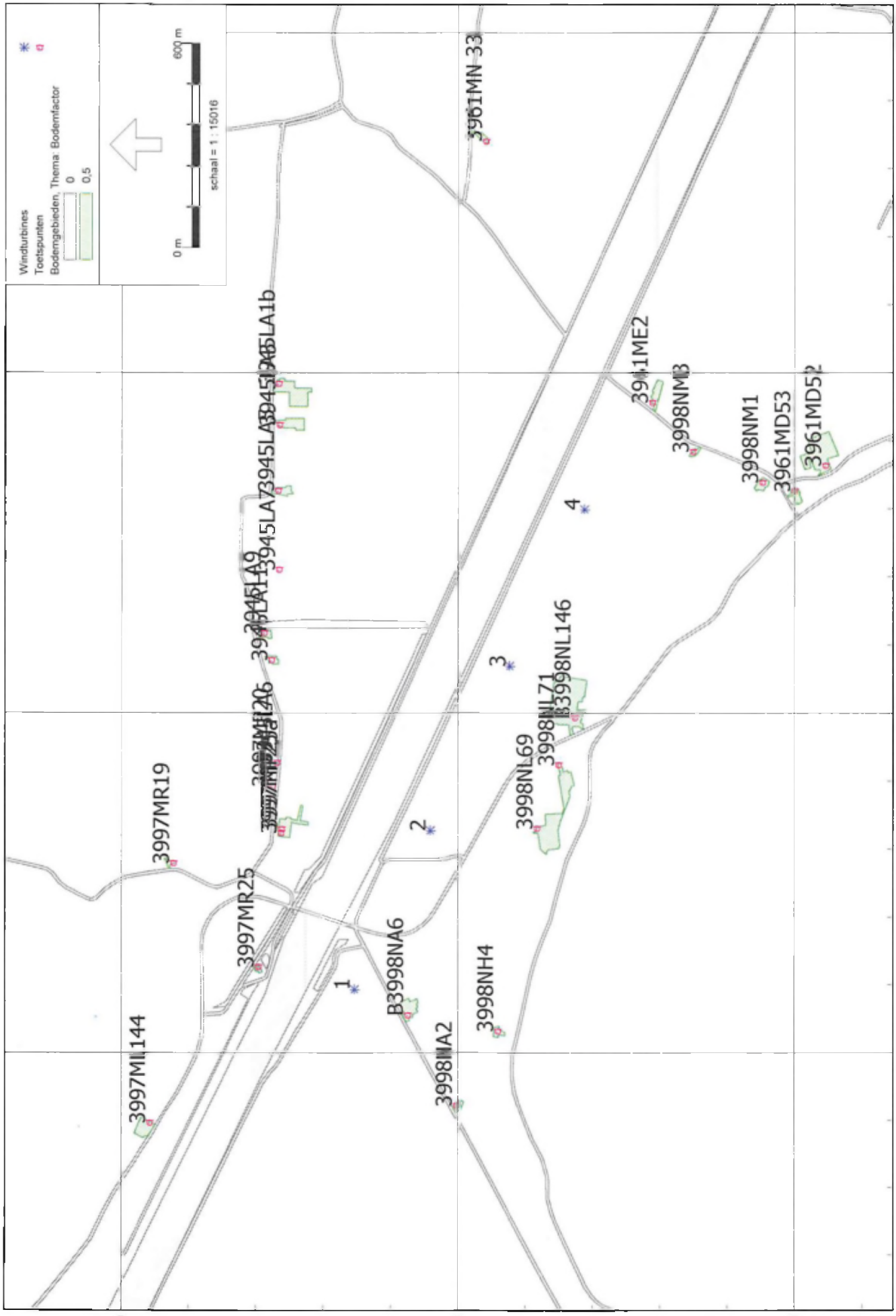
Slagschaduw
De slagschaduwnorm van 17 dagen met meer dan 20 minuten slagschaduw kan zonder maatregelen bij meerdere woningen overschreden worden door alle turbinetypes. De bepalende turbines moeten daarom voorzien worden van een stilstandvoorziening, waarmee voldaan wordt aan de slagschaduwnorm.

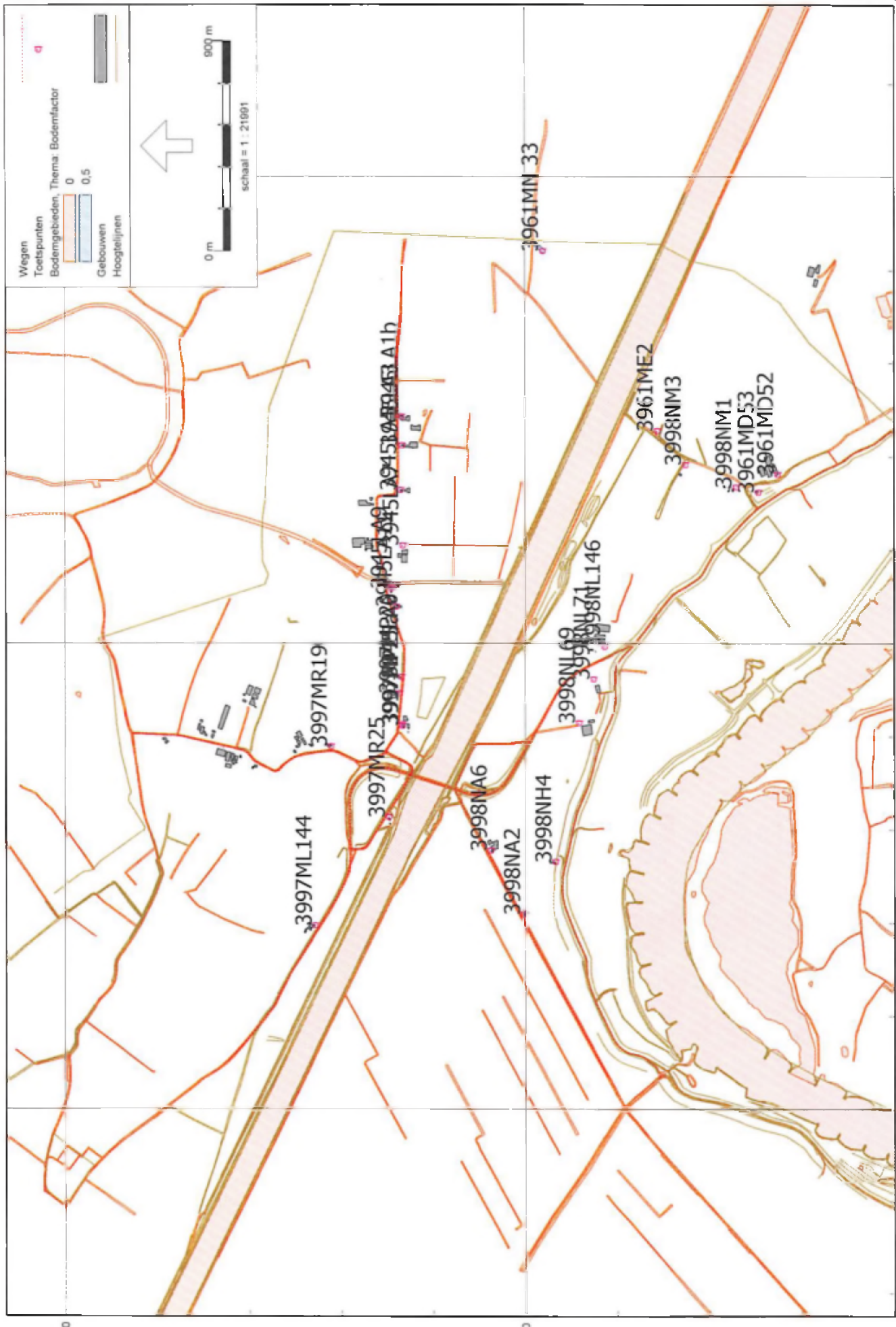
LBP|SIGHT BV

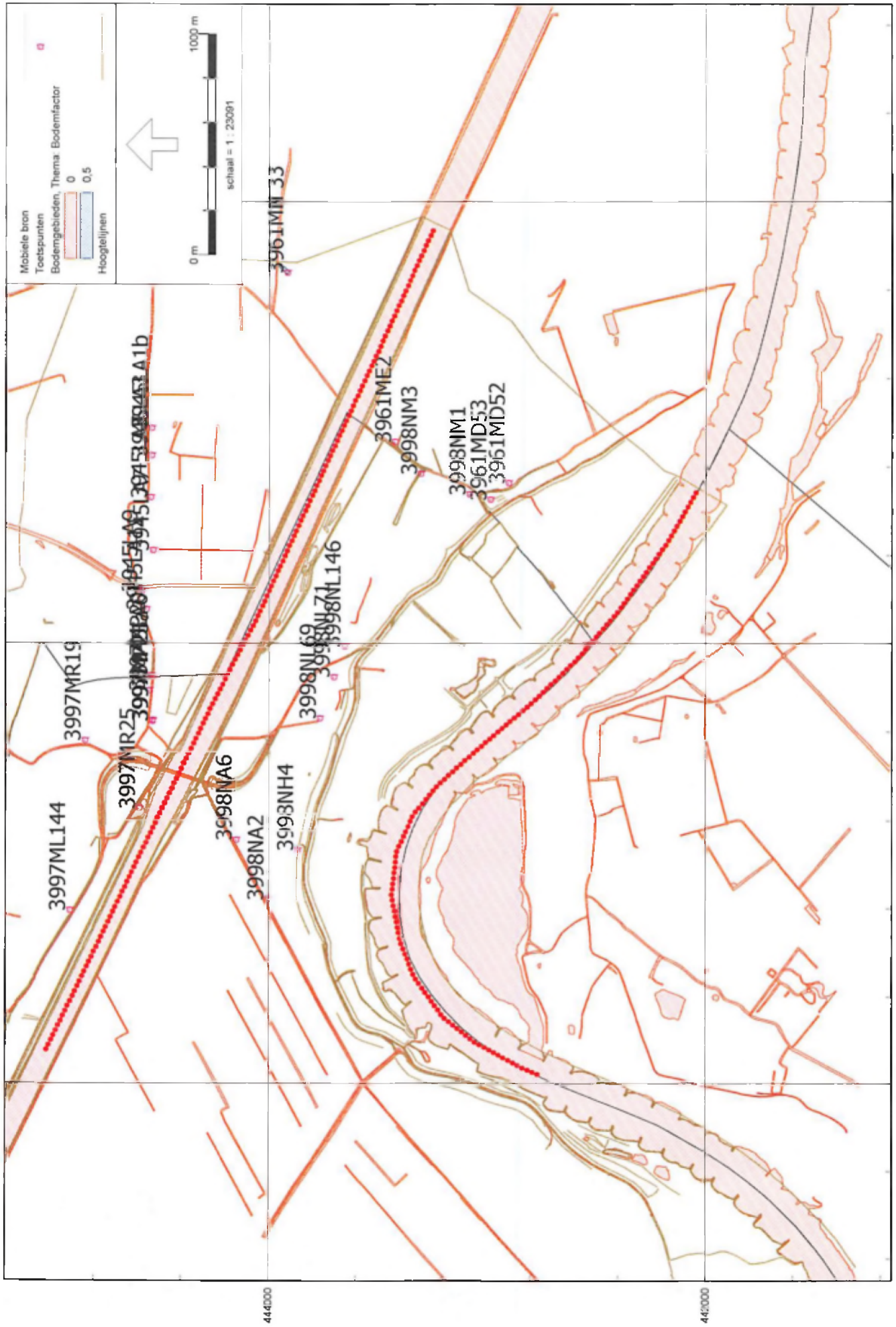
ing. D. (David) Vrolijk

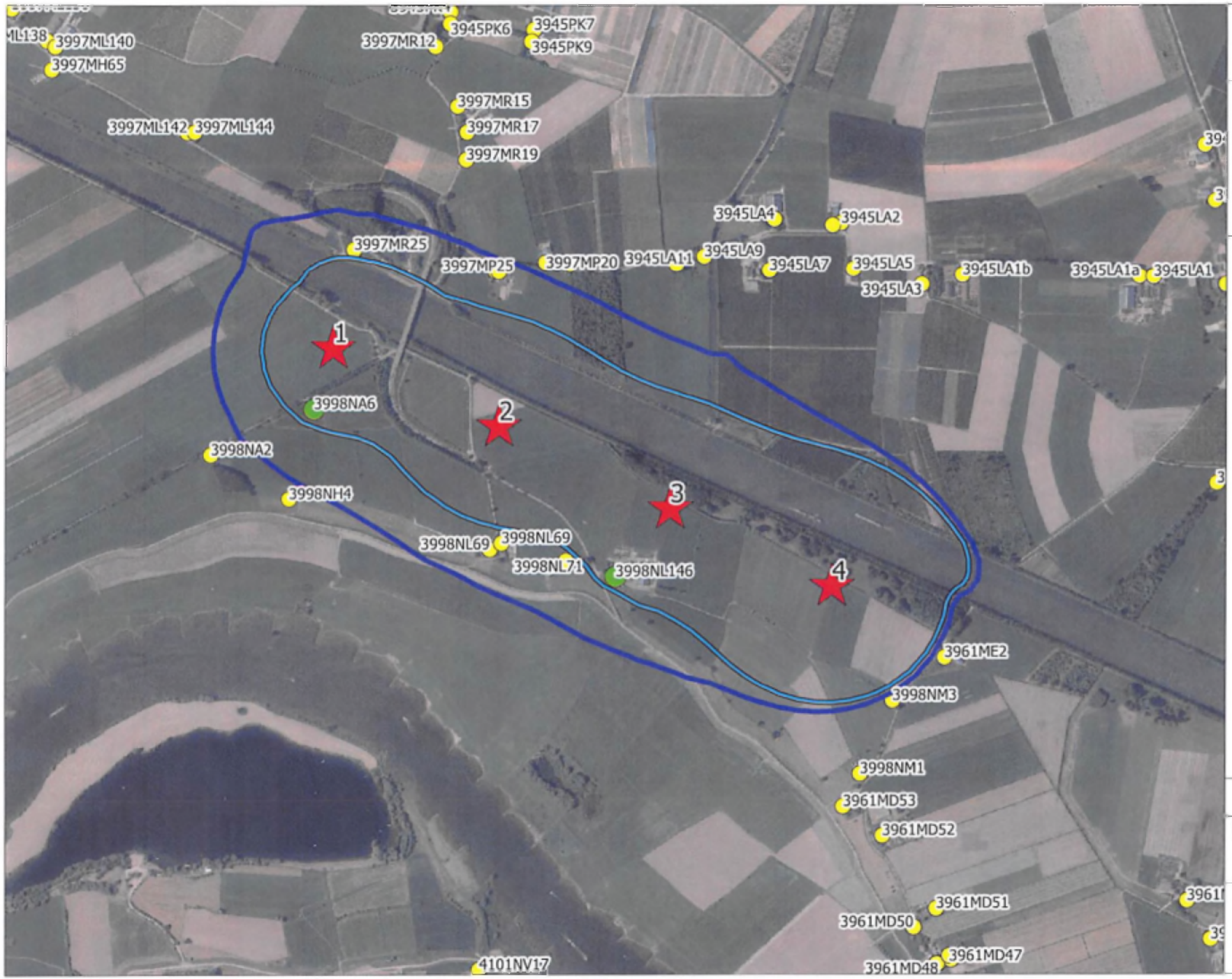
Bijlage I

Figuren


Windturbines
Toetspunten
Bodemgebieden, Thema: Bodemfactor
0
0,5
0 m
600 m
schaal = 1 : 15016
445000
444000
443000
145000
146000
147000
148000
3997MR19
3997MR25
3997ML144
B3998NA6
3998NA2
3998NH4
3998NL69
3998NL146
3998NM1
3961MD53
3961MD52
3961MN 33
1
2
3
4


Wegen
Toetspunten
Bodemgebieden, Thema: Bodemfactor
0
0,5
Gebouwen
Hoogtelijnen
0 m
900 m
schaal = 1 : 21991
3961MN33
3961ME2
3998NM3
3998NM1
3961MD53
3961MD52
3998NL146
3998NL71
3998NL69
3997MR19
3997MR25
3998NA6
3998NA2
3998NH4
3997ML144
146000
144000
148000
146000
144000


Mobiele bron
Toetspunten
Bodemgebieden, Thema: Bodemfactor
0
0,5
Hoogtelijnen
0 m
1000 m
schaal = 1 : 23091
3961MN33
3997ML144
3997MR19
3997MR25
3998NA6
3998NA2
3998NH4
3998NL69
3998NL71
3998NL146
3961ME2
3998NM3
3998NM1
3961MD53
3961MD52
444000
442000
144000
146000
146000



LBP|SIGHT
Bouw | Ruimte | Milieu

WP Goyerbrug

Nordex N131
145 m ashoogte
Lden contouren

Legenda

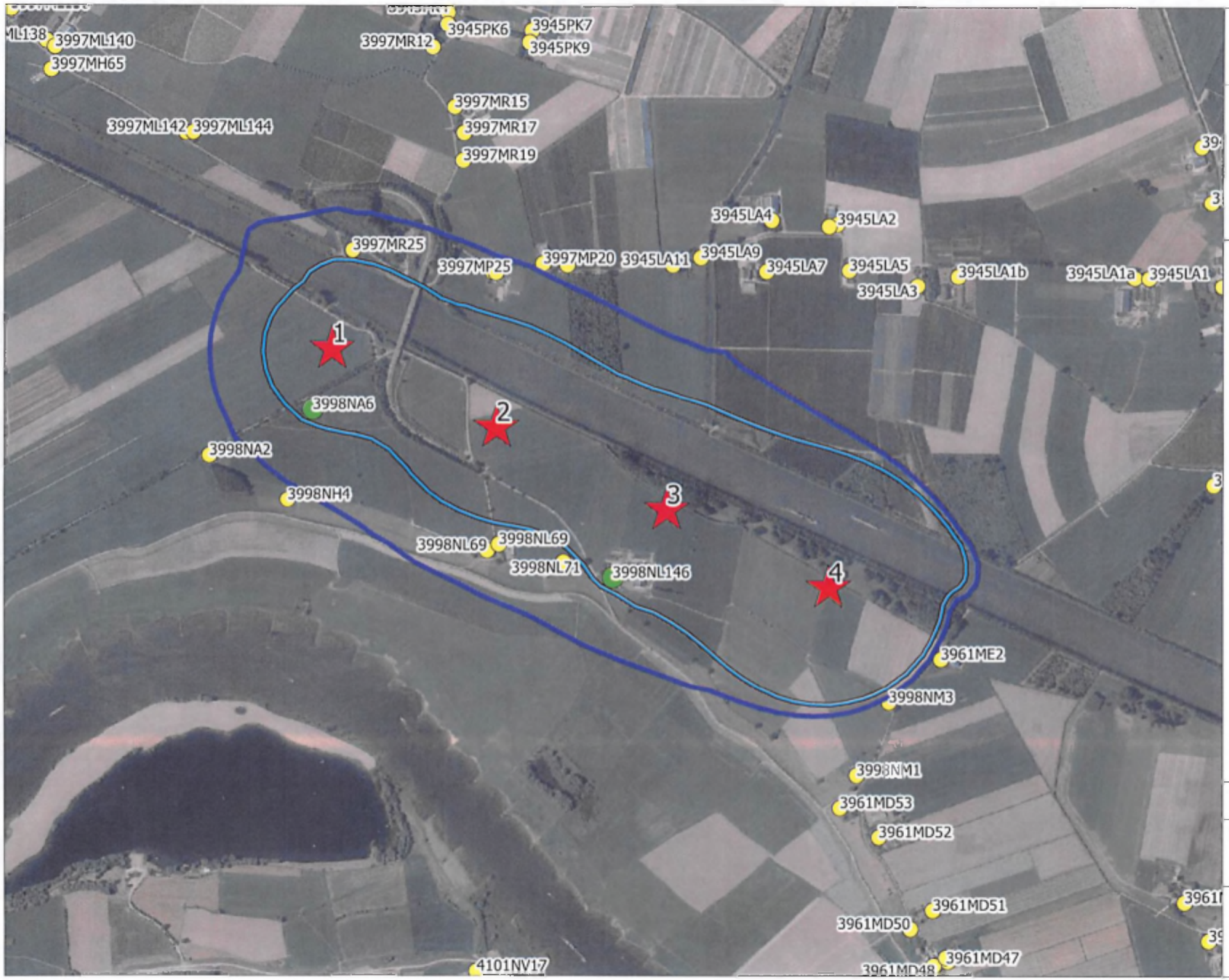
windturbines

- Windturbine
- Bedrijfswoningen
- Geluidgevoelige objecten
- Lden 47 dB - zonder maatregelen
- Lden 47 dB - met maatregelen

Bron: Luchtfoto PDOK, BAG

0 400 m

Referentie:	Datum figuur:	Versie figuur:
Rt68362ab.18c9xcf.dv	20-12-2018	02
Auteur: David Vrolijk	Reviewer: --	Opdrachtgever Windpark Goyerbrug



LBP|SIGHT
Bouw | Ruimte | Milieu

WP Goyerbrug

Nordex N149
164 m ashoogte
Lden contouren

Legenda

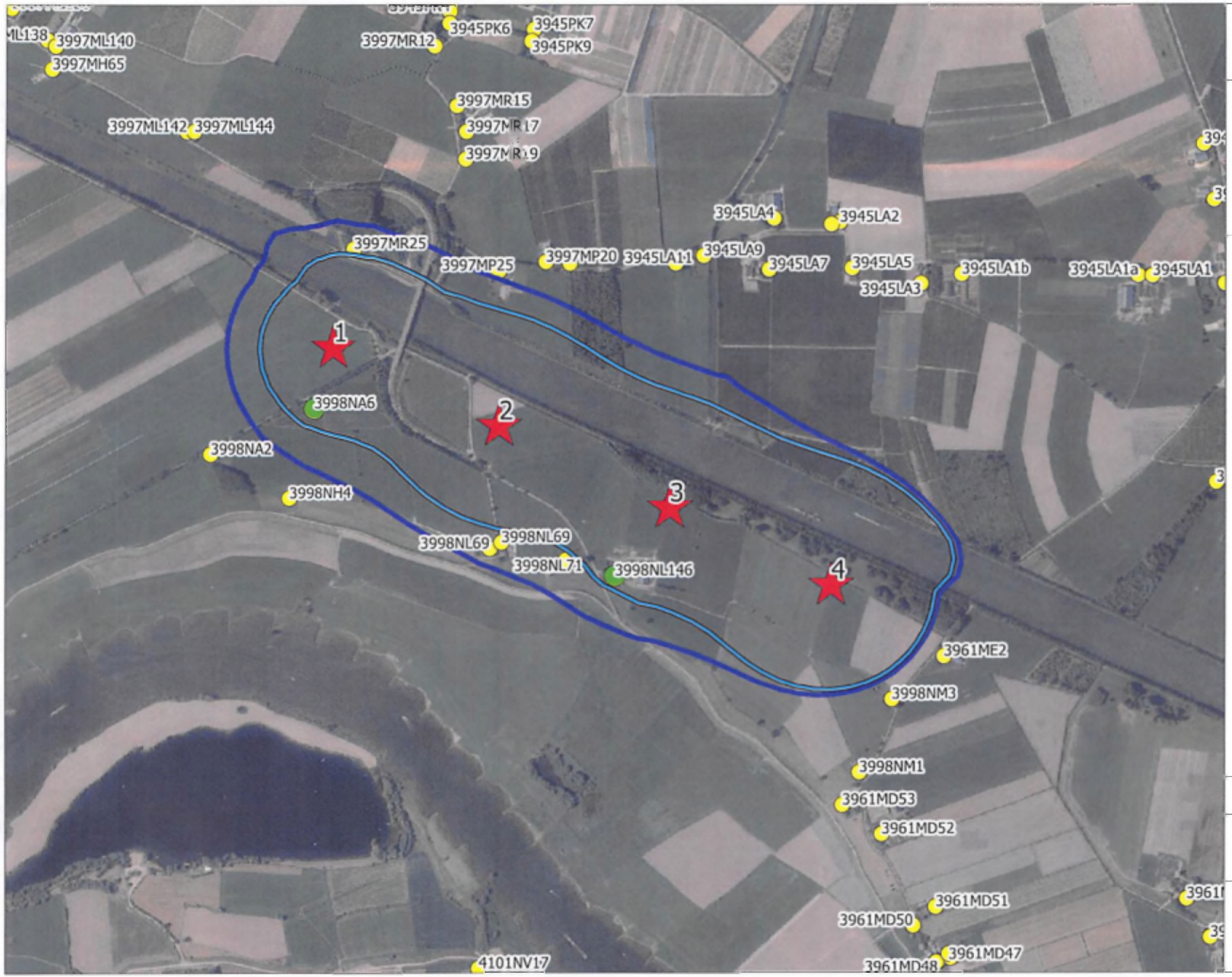
windturbines

- Windturbine
- Bedrijfswoningen
- Geluidgevoelige objecten
- Lden 47 dB - zonder maatregelen
- Lden 47 dB - met maatregelen

Bron: Luchtfoto PDOK, BAG

0 400 m

Referentie: R(68362ab. 18c9ecf.dv	Datum figuur: 20-12-2018	Versie figuur: 02
Auteur: David Molijk	Reviewer: –	Opdrachtgever Windpark Goyerbrug



LBP|SIGHT
Bouw | Ruimte | Milieu

WP Goyerbrug

Senvion 3.7M
160 m ashoogte
Lden contouren

Legenda

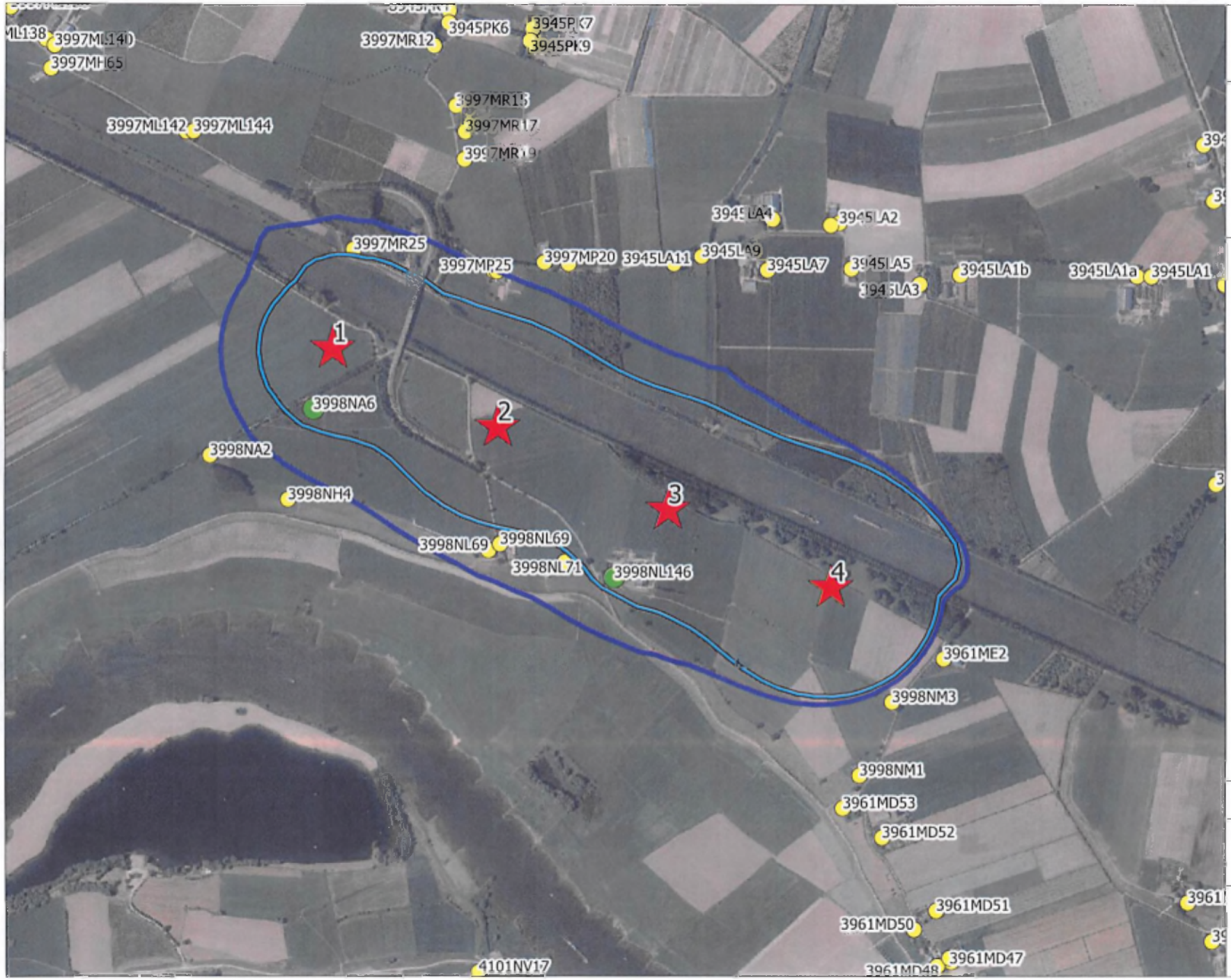
windturbines

- Windturbine
- Bedrijfswoningen
- Geluidgevoelige objecten
- Lden 47 dB - zonder maatregelen
- Lden 47 dB - met maatregelen

Bron: Luchtfoto PDOK, BAG

0 400 m

Referentie:	Datum figuur:	Versie figuur:
R{68362ab.18c9xcf.dv	20-12-2018	02
Auteur: David Vrolijk	Reviewer: --	Opdrachtgever Windpark Goyerbrug



LBP|SIGHT
Bouw | Ruimte | Milieu

WP Goyerbrug

Senvion 4.2M
165 m ashoogte
Lden contouren

Legenda

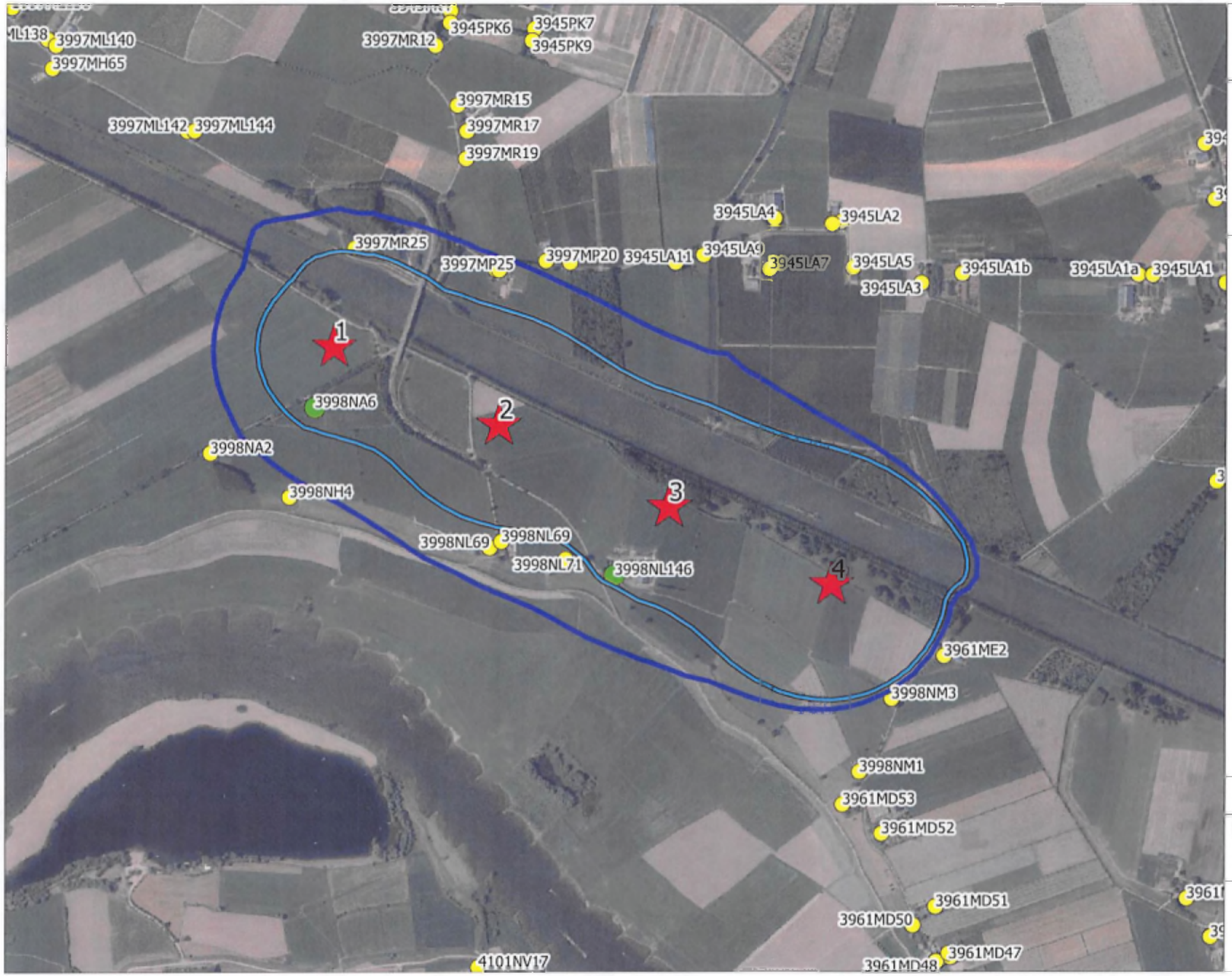
windturbines

- Windturbine
- Bedrijfswoningen
- Geluidgevoelige objecten
- Lden 47 dB - zonder maatregelen
- Lden 47 dB - met maatregelen

Bron: Luchtfoto PDOK, BAG

0 400 m

Referentie: R068362ab.18c9xcf.dv	Datum figuur: 20-12-2018	Versie figuur: 02
Auteur: David Vroijk	Reviewer: --	Opdrachtgever Windpark Goyerbrug



LBP|SIGHT
Bouw | Ruimte | Milieu

WP Goyerbrug

Vestas V136
149 m ashoogte
Lden contouren

Legenda

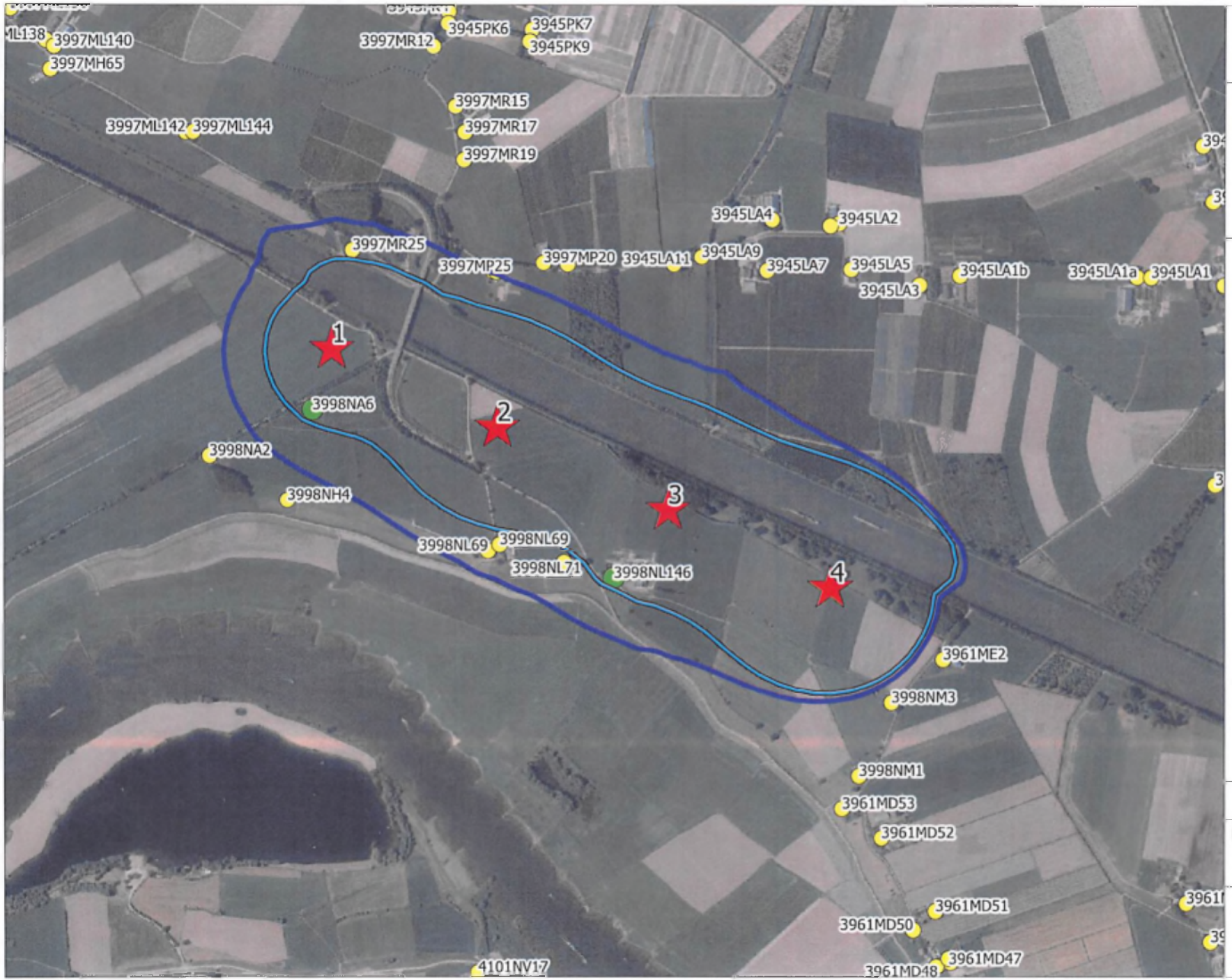
windturbines

- Windturbine
- Bedrijfswoningen
- Geluidgevoelige objecten
- Lden 47 dB - zonder maatregelen
- Lden 47 dB - met maatregelen

Bron: Luchtfoto PDOK, BAG

0 400 m

Referentie:	Datum figuur:	Versie figuur:
Rli68362ab.18c9xcf.dv	20-12-2018	02
Auteur: David Vrolijk	Reviewer: --	Opdrachtgever Windpark Goyerbrug



LBP|SIGHT
Bouw | Ruimte | Milieu

WP Goyerbrug

Vestas V150
166 m ashoogte
Lden contouren

Legenda

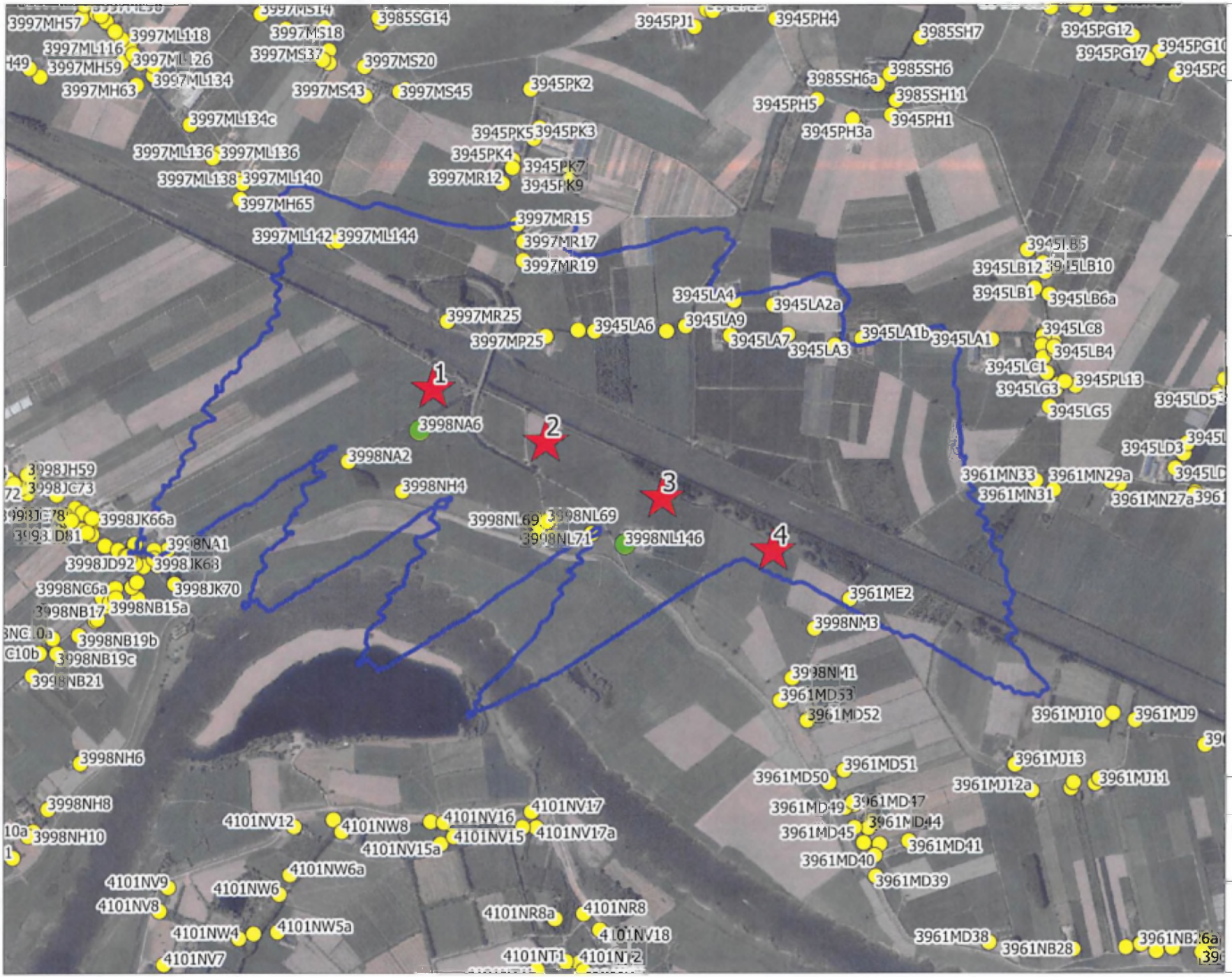
windturbines

- Windturbine
- Bedrijfswoningen
- Geluidgevoelige objecten
- Lden 47 dB - zonder maatregelen
- Lden 47 dB - met maatregelen

Bron: Luchtfoto PDOK, BAG

0 400 m

Referentie: R(68362ab.18c9xcf.dv	Datum figuur: 20-12-2018	Versie figuur: 02
Auteur: David Vrolijk	Reviewer: --	Opdrachtgever Windpark Goyerbrug



LBP|SIGHT
Bouw | Ruimte | Milieu

WP Goyerbrug

Nordex N131
145 m ashoogte
Slagschaduwcontour

Legenda

windturbines

- Windturbine
- Bedrijfswoningen
- Geluidgevoelige objecten
- Verwachte 6 uur slagschaduwcontour

Bron: Luchtfoto PDOK, BAG

0 700 m

Referentie:	Datum figuur:	Versie figuur:
RC68362ab.18:9xcf.dv	20-12-2018	02
Auteur: David Vlotlijk	Reviewer: --	Opdrachtgever Windpark Goyerbrug

LBP|SIGHT
Bouw | Ruimte | Milieu

WP Goyerbrug

Nordex N149
164 m ashoogte
Slagschaduwcontour

Legenda

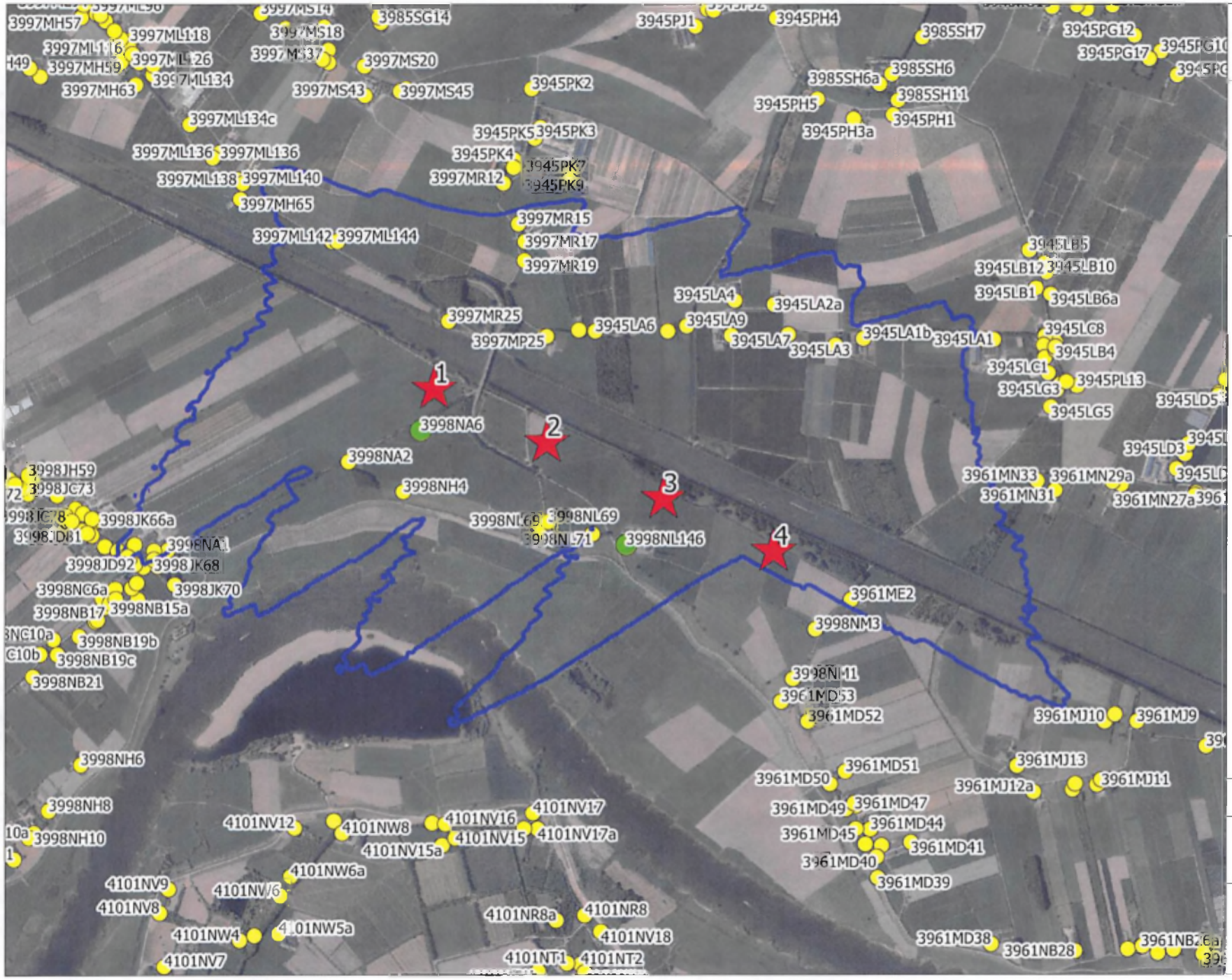
windturbines

- Windturbine
- Bedrijfswoningen
- Geluidgevoelige objecten
- Verwachte 6 uur slagschaduwcontour

Bron: Luchtfoto PDOK, BAG

0 700 m

Referentie:	Datum figuur:	Versie figuur:
R068362at_18c9xcf.dv	20-12-2018	02
Auteur: David Vrolijk	Reviewer: –	Opdrachtgever Windpark Goyerbrug



LBP|SIGHT
Bouw | Ruimte | Milieu

WP Goyerbrug

Senvion 3.7M
160 m ashoogte
Slagschaduwcontour

Legenda

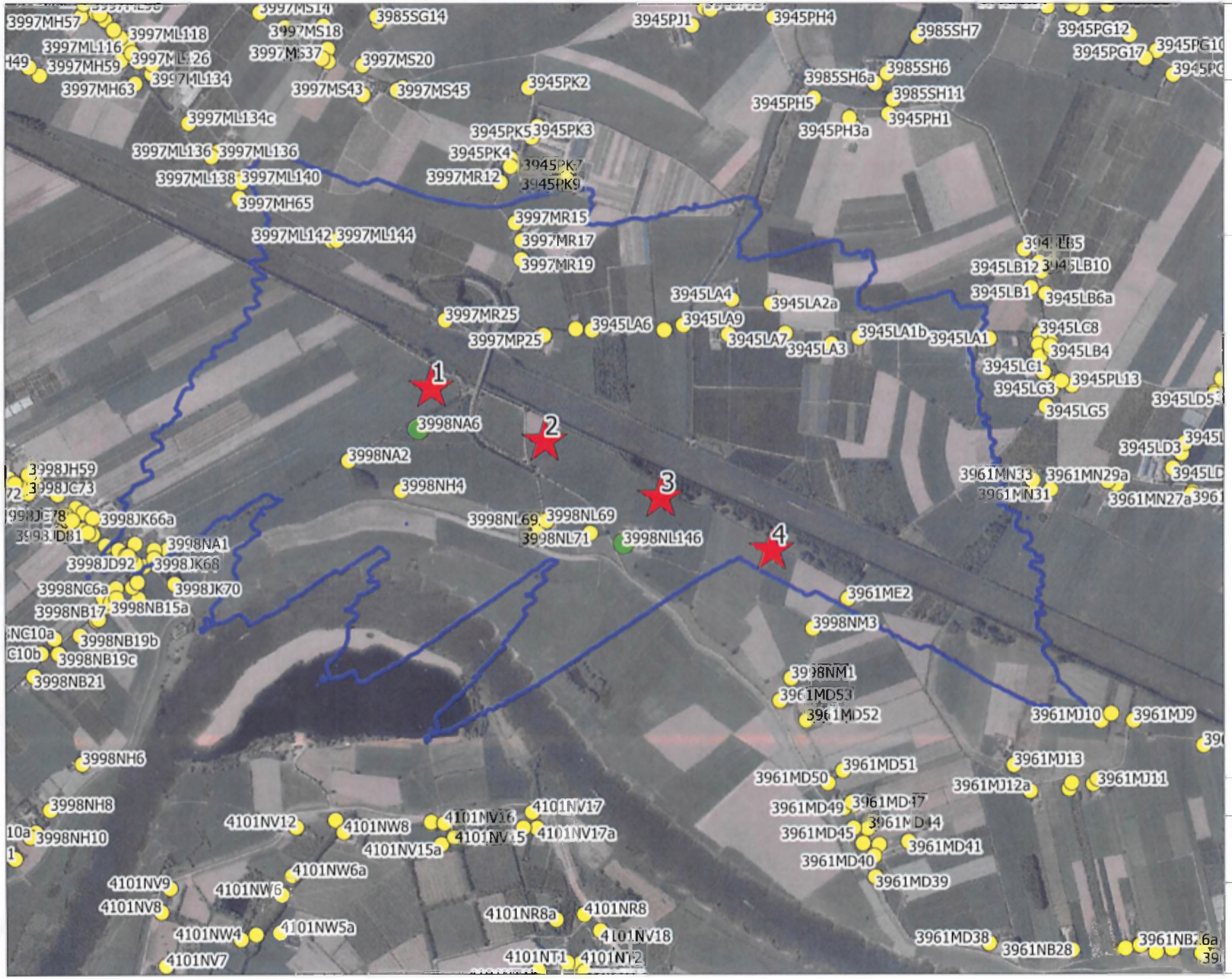
windturbines

- Windturbine
- Bedrijfswoningen
- Geluidgevoelige objecten
- Verwachte 6 uur slagschaduwcontour

Bron: Luchtfoto PDOK, BAG

0 700 m

Referentie:	Datum figuur:	Versie figuur:
R068362ab.18c9xcf.dv	20-12-2018	02
Auteur: David Vrotijk	Reviewer: --	Opdrachtgever Windpark Goyerbrug



LBP|SIGHT
Bouw | Ruimte | Milieu

WP Goyerbrug

Senvion 4.2M
165 m ashoogte
Slagschaduwcontour

Legenda

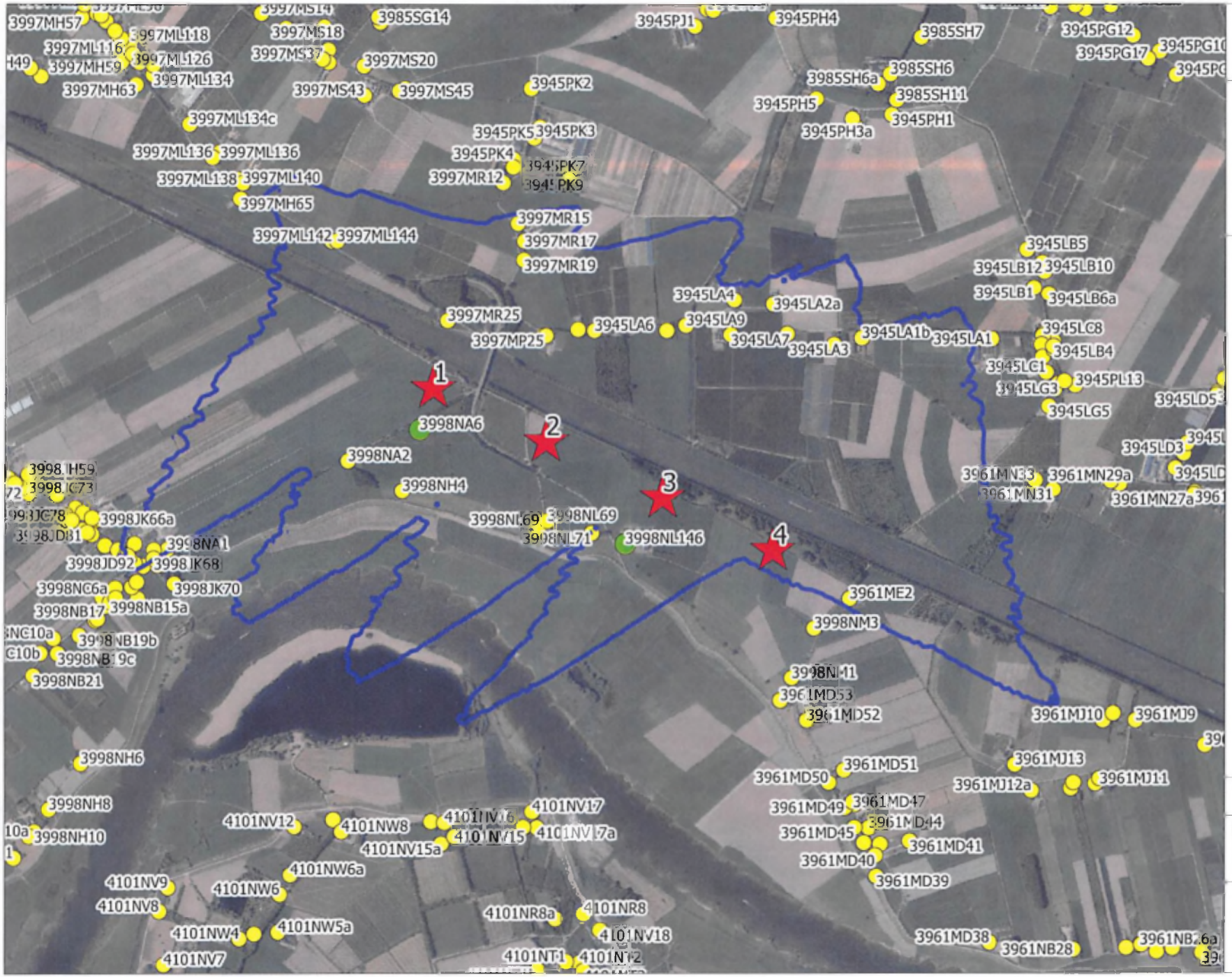
windturbines

- Windturbine
- Bedrijfswoningen
- Geluidgevoelige objecten
- Verwachte 6 uur slagschaduwcontour

Bron: Luchtfoto PDOK, BAG

0 700 m

Referentie:	Datum figuur:	Versie figuur:
R068362ab.18c9xcf.dv	20-12-2018	02
Auteur: David Vrolijk	Reviewer: --	Opdrachtgever Windpark Goyerbrug



LBP|SIGHT
Bouw | Ruimte | Milieu

WP Goyerbrug

Vestas V136
149 m ashoogte
Slagschaduwcontour

Legenda

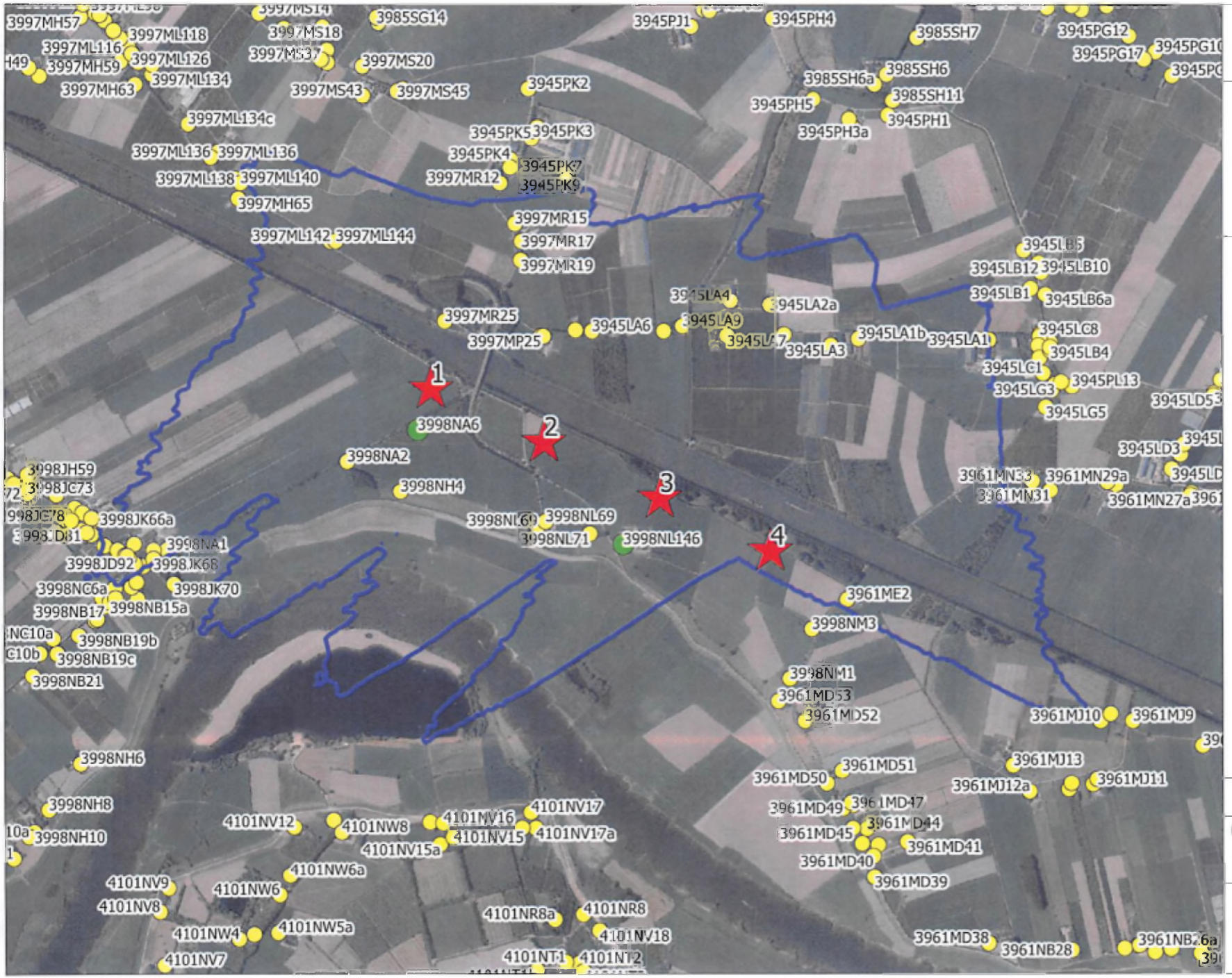
windturbines

- Windturbine
- Bedrijfswoningen
- Geluidgevoelige objecten
- Verwachte 6 uur slagschaduwcontour

Bron: Luchtfoto PDOK, BAG

0 700 m

Referentie:	Datum figuur:	Versie figuur:
R068362ab.18c9xcf.dv	20-12-2018	02
Auteur: David Vroijk	Reviewer: --	Opdrachtgever Windpark Goyerbrug



LBP|SIGHT
Bouw | Ruimte | Milieu

WP Goyerbrug

Vestas V150
166 m ashoogte
Slagschaduwcontour

Legenda

windturbines

- Windturbine
- Bedrijfswoningen
- Geluidgevoelige objecten
- Verwachte 6 uur slagschaduwcontour

Bron: Luchtfoto PDOK, BAG

0 700 m

Referentie:	Datum figuur:	Versie figuur:
R(r68362ab.18c9xcf.dv	20-12-2018	02
Auteur: David Vrolijk	Reviewer: --	Opdrachtgever Windpark Goyerbrug

LBP|SIGHT

Bijlage II

Berekening jaargemiddelde bronsterkte

LBP|SIGHT

RD coords:	145899	443974						
Windprofiel:	145	[m]						
Turbinetype:	Nordex N131 3.9 MW			Ashoogte	145	[m]		
	Mode 0					Lw+Cb		
wind (ashoogte)	dag	avond	nacht		Lw as	LE dag	LE avond	LE nacht
m/s	%	%	%		[dB(A)]	[db(A)]	[db(A)]	[db(A)]
1	2,62	1,70	1,57					
2	4,33	2,94	2,64					
3	6,61	4,05	3,47		95,5	83,7	81,6	80,9
4	8,54	5,94	5,36		95,5	84,8	83,2	82,8
5	9,90	9,09	6,52		95,7	85,6	85,3	83,8
6	10,57	11,16	8,33		96,2	86,4	86,6	85,4
7	11,75	12,96	10,27		99,9	90,6	91,0	90,0
8	11,52	12,43	12,69		103,0	93,7	94,0	94,1
9	9,66	11,24	13,69		105,5	95,4	96,0	96,9
10	7,80	9,54	13,08		106,0	94,9	95,8	97,2
11	5,66	6,97	9,19		106,2	93,7	94,6	95,8
12	3,70	4,65	5,49		106,2	91,9	92,9	93,6
13	2,34	2,71	2,86		106,2	89,9	90,5	90,8
14	1,63	1,39	1,75		106,2	88,3	87,6	88,6
15	1,16	1,18	1,15		106,2	86,8	86,9	86,8
16	0,82	0,88	0,80		106,2	85,3	85,6	85,2
17	0,51	0,51	0,50		106,2	83,3	83,3	83,2
18	0,35	0,24	0,26		106,2	81,6	80,0	80,3
19	0,18	0,17	0,16		106,2	78,8	78,5	78,2
20	0,13	0,10	0,08		106,2	77,3	76,2	75,2
21	0,08	0,07	0,04		106,2	75,2	74,7	72,2
22	0,06	0,03	0,03		106,2	74,0	71,0	71,0
23	0,03	0,02	0,02		106,2	71,0	69,2	69,2
24	0,02	0,01	0,01		106,2	69,2	66,2	66,2
25	0,03	0,03	0,01		106,2	71,0	71,0	66,2
				Lden [dB]	**110,0**	**102,6**	**103,1**	**103,8**

E0003941406_1_CC01_EN_Noise-level,-Power-curves,-Thrust-curves-Nordex-N131_3900-IEC-S-STE_13x (134 m)

Spectrum: F008_258_A14_EN_R02_N131_3600_IEC_S_Serrated_Trailing_Edge_Operational-Modes_Octave

Noise level - Nordex N131/3900 IEC S Serrated Trailing Edge

Standard mode

Standardized wind speed $v_{S(10m)}$ [m/s]	Apparent sound power level			
	hub height 84 m		hub height 114 m	
	L_{WA} [dB(A)]	v_H [m/s]	L_{WA} [dB(A)]	v_H [m/s]
3.0	95.5	4.2	95.5	4.4
4.0	96.0	5.6	96.0	5.8
5.0	100.3	7.0	101.2	7.3
6.0	104.2	8.4	105.0	8.8
7.0	106.2	9.8	106.2	10.2
8.0	106.2	11.2	106.2	11.7
9.0	106.2	12.6	106.2	13.1
10.0	106.2	14.0	106.2	14.6
11.0	106.2	15.4	106.2	16.1
12.0	106.2	16.8	106.2	17.5

Standardized wind speed $v_{S(10m)}$ [m/s]	Apparent sound power level			
	hub height 120 m		hub height 134 m	
	L_{WA} [dB(A)]	v_H [m/s]	L_{WA} [dB(A)]	v_H [m/s]
3.0	95.5	4.4	95.5	4.5
4.0	96.0	5.9	96.0	6.0
5.0	101.3	7.3	101.6	7.4
6.0	105.2	8.8	105.5	8.9
7.0	106.2	10.3	106.2	10.4
8.0	106.2	11.8	106.2	11.9
9.0	106.2	13.2	106.2	13.4
10.0	106.2	14.7	106.2	14.9
11.0	106.2	16.2	106.2	16.4
12.0	106.2	17.6	106.2	17.9

LBP SIGHT

RD coords:	145899	443974						
Windprofiel:	164	[m]						
Turbinetype:	Nordex N149 4.0-4.5 MW			Ashoogte	164	[m]		
	mode 0					Lw+Cb		
wind (ashoogte)	dag	avond	nacht		Lw as	LE dag	LE avond	LE nacht
m/s	%	%	%		[dB(A)]	[db(A)]	[db(A)]	[db(A)]
1	2,57	1,72	1,61					
2	4,21	2,85	2,56					
3	6,34	3,88	3,35		94,0	82,0	79,9	79,3
4	8,23	5,57	5,08		94,0	83,2	81,5	81,1
5	9,48	8,42	6,15		94,6	84,3	83,8	82,5
6	10,10	10,32	7,72		95,9	86,0	86,1	84,8
7	11,25	12,10	9,22		99,2	89,8	90,1	88,9
8	11,36	12,11	11,35		102,4	93,0	93,3	93,0
9	9,70	10,69	12,73		105,1	94,9	95,4	96,1
10	8,06	9,96	12,68		105,8	94,9	95,8	96,9
11	6,01	7,50	10,52		106,1	93,9	94,9	96,3
12	4,29	5,59	6,98		106,1	92,4	93,6	94,5
13	2,65	3,52	3,92		106,1	90,3	91,6	92,0
14	1,87	1,95	2,23		106,1	88,8	89,0	89,6
15	1,31	1,26	1,46		106,1	87,3	87,1	87,7
16	0,91	0,96	0,95		106,1	85,7	85,9	85,9
17	0,60	0,73	0,66		106,1	83,9	84,7	84,3
18	0,40	0,32	0,37		106,1	82,1	81,2	81,8
19	0,25	0,19	0,19		106,1	80,1	78,9	78,9
20	0,14	0,15	0,13		106,1	77,6	77,9	77,2
21	0,11	0,09	0,05		106,1	76,5	75,6	73,1
22	0,07	0,04	0,03		106,1	74,6	72,1	70,9
23	0,04	0,02	0,03		106,1	72,1	69,1	70,9
24	0,02	0,02	0,01		106,1	69,1	69,1	66,1
25	0,04	0,04	0,02		106,1	72,1	72,1	69,1
				Lden [dB]	109,9	102,5	103,1	103,7

F008_271_A13_EN_R02_Nordex_N149_4.0_4.5_STE_Modes_18x
E0004269930_DD04_F008_271_A14_EN_R00_N149_40_45_STE_Octave_170828

Noise level - Nordex N149/4.0-4.5 STE

Mode 0

Standardized wind speed $v_{S(10m)}$ [m/s]	Apparent sound power level			
	hub height 105 m		hub height 125 m	
	L_{WA} [dB(A)]	v_H [m/s]	L_{WA} [dB(A)]	v_H [m/s]
3.0	94.0	4.3	94.0	4.4
4.0	95.0	5.8	95.4	5.9
5.0	100.3	7.2	100.8	7.4
6.0	104.3	8.7	104.8	8.9
7.0	106.1	10.1	106.1	10.3
8.0	106.1	11.6	106.1	11.8
9.0	106.1	13.0	106.1	13.3
10.0	106.1	14.4	106.1	14.8
11.0	106.1	15.9	106.1	16.2
12.0	106.1	17.3	106.1	17.7

Standardized wind speed $v_{S(10m)}$ [m/s]	Apparent sound power level			
	hub height 145 m		hub height 164 m	
	L_{WA} [dB(A)]	v_H [m/s]	L_{WA} [dB(A)]	v_H [m/s]
3.0	94.0	4.5	94.0	4.6
4.0	95.8	6.0	96.1	6.1
5.0	101.2	7.5	101.5	7.6
6.0	105.2	9.0	105.5	9.2
7.0	106.1	10.5	106.1	10.7
8.0	106.1	12.0	106.1	12.2
9.0	106.1	13.5	106.1	13.8
10.0	106.1	15.0	106.1	15.3
11.0	106.1	16.6	106.1	16.8
12.0	106.1	18.1	106.1	18.3

LBP SIGHT

RD coords:	145899	443974						
Windprofiel:	160	[m]						
Turbinetype:	Senvion 3.7M140			Ashoogte	160,0	[m]		
	Mode 0					Lw+Cb		
wind (ashoogte)	dag	avond	nacht		Lw as	LE dag	LE avond	LE nacht
m/s	%	%	%		[dB(A)]	[db(A)]	[db(A)]	[db(A)]
1	2,60	1,72	1,63					
2	4,22	2,84	2,56					
3	6,35	3,87	3,29		95,0	83,0	80,9	80,2
4	8,27	5,55	5,06		95,0	84,2	82,4	82,0
5	9,54	8,49	6,12		95,1	84,9	84,4	83,0
6	10,20	10,47	7,86		98,9	89,0	89,1	87,9
7	11,35	12,41	9,47		102,1	92,6	93,0	91,9
8	11,52	12,31	11,73		104,5	95,1	95,4	95,2
9	9,70	10,80	13,12		104,5	94,4	94,8	95,7
10	8,08	10,07	12,95		104,5	93,6	94,5	95,6
11	5,94	7,37	10,36		104,4	92,1	93,1	94,6
12	4,12	5,41	6,59		104,0	90,1	91,3	92,2
13	2,51	3,20	3,46		104,0	88,0	89,1	89,4
14	1,81	1,74	2,03		104,0	86,6	86,4	87,1
15	1,28	1,20	1,38		104,0	85,1	84,8	85,4
16	0,89	0,93	0,90		104,0	83,5	83,7	83,5
17	0,57	0,72	0,65		104,0	81,6	82,6	82,1
18	0,40	0,32	0,37		104,0	80,0	79,1	79,7
19	0,24	0,19	0,19		104,0	77,8	76,8	76,8
20	0,13	0,15	0,13		104,0	75,1	75,8	75,1
21	0,10	0,09	0,06		104,0	74,0	73,5	71,8
22	0,07	0,04	0,03		104,0	72,5	70,0	68,8
23	0,04	0,02	0,03		104,0	70,0	67,0	68,8
24	0,02	0,02	0,01		104,0	67,0	67,0	64,0
25	0,04	0,04	0,02		104,0	70,0	70,0	67,0
				Lden [dB]	**109,3**	**102,1**	**102,6**	**103,0**

SD-3.20-WT.PC.00-C-EN-B Power Curve & Sound Power Level [3.7M140]
GI-3.20-WT.PO.00-C-EN-A Octave & Third Octave Band Data [3.7M140]

3.3 Sound power level according to IEC

The sound power level given below exclude measurement uncertainty. With the established sound measurement methods [▶ Page 7] there might be deviations of around +/- 1 dB(A) due to the measurement uncertainty.

In case an approving authority or an external consultant does not consider uncertainty or considers an uncertainty of less than 1 dB(A) for the sound propagation modelling, a measurement uncertainty of at least 1 dB(A) shall be added instead to the sound power levels provided below. The measurement uncertainty has to be taken into account for the maximum sound power level within permits.

There is no tonal audibility $\Delta L_{a,k}$ >2 dB (for $V_{10} \geq 6$m/s).

Sound Power Level according to IEC for wind speed at hub height

Wind speed v [m/s]	Sound Power Level L_{WA} [dB(A)]
4.0	95.0
4.5	95.0
5.0	95.1
5.5	97.1
6.0	98.9
6.5	100.5
7.0	102.1
7.5	103.4
8.0	104.5
8.5	104.5
9.0	104.5
9.5	104.5
10.0	104.5
10.5	104.5
11.0	104.4
11.5	104.2
12.0	104.0
12.5	104.0
13.0	104.0
13.5	104.0
14.0	104.0
14.5	104.0
15.0 – 26.0	104.0

LBP|SIGHT

RD coords:	145899	443974						
Windprofiel:	165	[m]						
Turbinetype:	Senvion 4,2M148			Ashoogte	165,0	[m]		
	Mode 0					Lw+Cb		
wind (ashoogte)	dag	avond	nacht		Lw as	LE dag	LE avond	LE nacht
m/s	%	%	%		[dB(A)]	[db(A)]	[db(A)]	[db(A)]
1	2,57	1,72	1,60					
2	4,20	2,85	2,56					
3	6,33	3,88	3,37		95,0	83,0	80,9	80,3
4	8,22	5,57	5,09		95,0	84,1	82,5	82,1
5	9,46	8,41	6,16		96,2	86,0	85,4	84,1
6	10,08	10,28	7,69		99,9	89,9	90,0	88,8
7	11,22	12,02	9,15		103,0	93,5	93,8	92,6
8	11,32	12,06	11,26		104,8	95,3	95,6	95,3
9	9,70	10,66	12,63		104,8	94,7	95,1	95,8
10	8,06	9,93	12,62		104,8	93,9	94,8	95,8
11	6,03	7,53	10,56		104,5	92,3	93,3	94,7
12	4,33	5,63	7,08		104,5	90,9	92,0	93,0
13	2,68	3,60	4,03		104,5	88,8	90,1	90,6
14	1,89	2,00	2,28		104,5	87,3	87,5	88,1
15	1,31	1,27	1,48		104,5	85,7	85,5	86,2
16	0,91	0,97	0,96		104,5	84,1	84,4	84,3
17	0,61	0,73	0,66		104,5	82,4	83,1	82,7
18	0,41	0,32	0,37		104,5	80,6	79,6	80,2
19	0,25	0,19	0,19		104,5	78,5	77,3	77,3
20	0,14	0,15	0,13		104,5	76,0	76,3	75,6
21	0,11	0,09	0,05		104,5	74,9	74,0	71,5
22	0,07	0,04	0,03		104,5	73,0	70,5	69,3
23	0,04	0,02	0,03		104,5	70,5	67,5	69,3
24	0,02	0,02	0,01		104,5	67,5	67,5	64,5
25	0,04	0,04	0,02		104,5	70,5	70,5	67,5
				Lden [dB]	**109,7**	**102,6**	**103,1**	**103,4**

4.2M148 EBC Provisional Product Specification

LBP|SIGHT

Provisional Sound Power Level 4.2M148 EBC according to IEC

The sound power level given below excludes measurement uncertainty. With the established sound measurement methods there might be deviations of around +/- 1 dB(A) due to the measurement uncertainty. In case an approving authority or an external consultant does not consider uncertainty or considers an uncertainty of less than 1 dB(A) for the sound propagation modelling, a measurement uncertainty of at least 1 dB(A) shall be added instead to the sound power levels provided below. The measurement uncertainty has to be taken into account for the maximum sound power level within permits. There is no tonal audibility ΔL_{nx} >2 dB (for $V_{10} \geq$ 6m/s).

Sound Power Level according to IEC for wind speed at hub height

Wind Speed v [m/s]	Sound Power Level
4	95
4.5	95
5	96.2
5.5	98.1
6	99.9
6.5	101.5
7	103
7.5	104.4
8	104.8
8.5	104.8
9	104.8
9.5	104.8
10	104.8
10.5	104.6
11	104.5
11.5	104.5
12	104.5
12.5	104.5
13	104.5
13.5	104.5
14	104.5
14.5	104.5

The resulting sound power level is calculated with serrations.

Provisional Specification

LBP|SIGHT

RD coords:	145899	443974						
Windprofiel:	149	[m]						
Turbinetype:	V136 3.6 MW Mode P01 STE			Ashoogte	149	[m]		
						Lw+Cb		
wind (ashoogte)	dag	avond	nacht		Lw as	LEdag	LEavond	LEnacht
m/s	%	%	%		[dB(A)]	[db(A)]	[db(A)]	[db(A)]
1	2,61	1,71	1,58					
2	4,30	2,91	2,62					
3	6,54	4,00	3,42		92,2	80,4	78,2	77,5
4	8,46	5,83	5,28		92,5	81,8	80,2	79,7
5	9,80	8,92	6,41		94,5	84,4	84,0	82,6
6	10,47	10,97	8,20		97,4	87,6	87,8	86,5
7	11,64	12,81	10,05		100,5	91,2	91,6	90,5
8	11,52	12,39	12,43		103,4	94,0	94,3	94,3
9	9,67	11,12	13,53		105,4	95,3	95,9	96,7
10	7,87	9,69	13,05		105,5	94,5	95,4	96,7
11	5,74	7,08	9,51		105,5	93,1	94,0	95,3
12	3,82	4,86	5,80		105,5	91,3	92,4	93,1
13	2,38	2,85	3,03		105,5	89,3	90,0	90,3
14	1,68	1,48	1,83		105,5	87,8	87,2	88,1
15	1,19	1,18	1,21		105,5	86,3	86,2	86,3
16	0,84	0,89	0,83		105,5	84,7	85,0	84,7
17	0,53	0,57	0,55		105,5	82,7	83,1	82,9
18	0,36	0,26	0,29		105,5	81,1	79,6	80,1
19	0,20	0,17	0,17		105,5	78,5	77,8	77,8
20	0,13	0,12	0,09		105,5	76,6	76,3	75,0
21	0,09	0,08	0,05		105,5	75,0	74,5	72,5
22	0,06	0,03	0,03		105,5	73,3	70,3	70,3
23	0,03	0,02	0,02		105,5	70,3	68,5	68,5
24	0,02	0,02	0,01		105,5	68,5	68,5	65,5
25	0,03	0,04	0,01		105,5	70,3	71,5	65,5
				Lden [dB]	**109,7**	**102,3**	**102,9**	**103,5**

0056-6306_V02 - Performance Specification V136-3.60MW
0053-3713_V07 - Performance Specification V136-3.45MW (modes)

In verband met het ontbreken van de spectrale informatie voor de V136 3.6 turbine is voor het geluidspectrum een gemiddelde van de windsnelheden 7 t/m 11 m/s uit het document 0067-4732_V00 - V136-4_0MW Third Octaves aangehouden.

6.3 Sound Curves, Power Optimized Mode PO1/PO1-OS

Sound Power Level at Hub Height		
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at hub height: 30% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m³	
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height [dBA] Mode P01 (Blades with serrated trailing edge)	Sound Power Level at Hub Height [dBA] Mode P01-OS (Blades without serrated trailing edge)
3	92.2	93.0
4	92.5	93.6
5	94.5	96.3
6	97.4	99.8
7	100.5	103.1
8	103.4	106.1
9	105.4	108.1
10	105.5	108.2
11	105.5	108.2
12	105.5	108.2
13	105.5	108.2
14	105.5	108.2
15	105.5	108.2
16	105.5	108.2
17	105.5	108.2
18	105.5	108.2
19	105.5	108.2
20	105.5	108.2

Table 6-3: Sound curves, Mode P01/P01-OS

LBP|SIGHT

RD coords:	145899	443974						
Windprofiel:	166	[m]						
Turbinetype:	Vestas V150			Ashoogte	166	[m]		
	Mode 0 - STE					Lw+Cb		
wind (ashoogte)	dag	avond	nacht		Lw as	LE dag	LE avond	LE nacht
m/s	%	%	%		[dB(A)]	[db(A)]	[db(A)]	[db(A)]
1	2,56	1,71	1,60					
2	4,20	2,85	2,56					
3	6,33	3,88	3,38		91,1	79,1	77,0	76,4
4	8,21	5,58	5,09		91,3	80,4	78,8	78,4
5	9,45	8,39	6,17		93,2	83,0	82,4	81,1
6	10,06	10,24	7,65		96,4	86,4	86,5	85,2
7	11,20	11,94	9,09		99,9	90,4	90,7	89,5
8	11,28	12,01	11,16		103,3	93,8	94,1	93,8
9	9,70	10,64	12,54		104,9	94,8	95,2	95,9
10	8,05	9,90	12,55		104,8	93,9	94,8	95,8
11	6,05	7,56	10,60		104,4	92,2	93,2	94,7
12	4,37	5,68	7,18		104,1	90,5	91,6	92,7
13	2,71	3,68	4,14		103,9	88,2	89,6	90,1
14	1,91	2,06	2,33		103,7	86,5	86,8	87,4
15	1,32	1,29	1,50		103,6	84,8	84,7	85,4
16	0,91	0,98	0,97		103,4	83,0	83,3	83,3
17	0,61	0,73	0,66		103,3	81,2	81,9	81,5
18	0,41	0,32	0,37		103,2	79,3	78,3	78,9
19	0,26	0,20	0,19		103,1	77,2	76,1	75,9
20	0,14	0,15	0,13		103,0	74,5	74,8	74,1
21	0,11	0,09	0,05		103,0	73,4	72,5	70,0
22	0,07	0,04	0,03		103,0	71,5	69,0	67,8
23	0,04	0,02	0,03		103,0	69,0	66,0	67,8
24	0,02	0,02	0,01		103,0	66,0	66,0	63,0
25	0,04	0,04	0,02		103,0	69,0	69,0	66,0
				Lden [dB]	**108,9**	**101,6**	**102,2**	**102,7**

0077-0337_V00 - V150-4_0&4_2MW Third Octaves Lden

3. Results

3.1 Mode 0

Frequency	Hub height wind speeds [m/s]																	
	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s	11 m/s	12 m/s	13 m/s	14 m/s	15 m/s	16 m/s	17 m/s	18 m/s	19 m/s	20 m/s
6.3 Hz	17.4	15.9	17.7	21.3	25.7	29.4	31.6	32.1	32.7	33.2	33.7	34.0	34.3	34.5	34.8	35.0	35.1	35.4
8 Hz	24.0	22.7	24.6	28.1	32.4	36.1	38.3	38.7	39.2	39.6	40.0	40.2	40.5	40.6	40.8	41.1	41.2	41.4
10 Hz	29.9	28.7	30.7	34.2	38.4	42.1	44.2	44.6	44.9	45.3	45.6	45.8	46.0	46.1	46.3	46.5	46.6	46.7
12.5 Hz	35.5	34.5	36.4	39.9	44.0	47.7	49.7	50.1	50.4	50.6	50.8	51.0	51.2	51.2	51.4	51.5	51.6	51.7
16 Hz	41.3	40.5	42.4	45.9	49.8	53.5	55.6	55.9	56.0	56.2	56.3	56.4	56.5	56.6	56.8	56.8	56.8	57.0
20 Hz	46.3	45.5	47.5	50.9	54.9	58.5	60.4	60.6	60.7	60.9	61.0	61.0	61.1	61.1	61.3	61.3	61.3	61.4
25 Hz	50.0	50.3	52.2	55.6	59.5	63.1	65.0	65.1	65.2	65.2	65.3	65.3	65.4	65.4	65.5	65.5	65.5	65.5
31.5 Hz	55.3	54.8	56.8	60.1	64.0	67.5	69.4	69.5	69.5	69.4	69.5	69.5	69.5	69.4	69.5	69.5	69.5	69.5
40 Hz	59.5	59.2	61.1	64.4	68.2	71.6	73.6	73.6	73.5	73.5	73.5	73.4	73.4	73.3	73.4	73.3	73.2	73.3
50 Hz	63.1	62.9	64.9	68.1	71.9	75.4	77.1	77.2	77.0	76.9	76.9	76.8	76.8	76.5	76.7	76.6	76.6	76.5
63 Hz	66.5	66.3	68.3	71.5	75.3	78.8	80.5	80.5	80.3	80.1	80.0	79.9	79.9	79.9	79.8	79.7	79.6	79.6
80 Hz	69.6	69.6	71.5	74.9	78.5	81.9	83.6	83.6	83.3	83.1	83.0	82.9	82.8	82.7	82.5	82.6	82.5	82.4
100 Hz	72.2	72.3	74.2	77.5	81.1	84.5	86.2	86.2	85.8	85.6	85.6	85.3	85.2	85.1	85.0	84.9	84.9	84.8
125 Hz	74.5	74.6	76.5	79.8	83.4	86.8	88.5	88.4	88.0	87.8	87.6	87.5	87.4	87.2	87.1	87.0	86.9	86.9
160 Hz	76.7	76.8	78.8	82.0	85.5	89.0	90.6	90.5	90.1	89.8	89.7	89.5	89.4	89.2	89.1	89.0	88.9	88.8
200 Hz	78.3	78.5	80.4	83.6	87.2	90.6	92.2	92.1	91.7	91.4	91.2	91.0	90.9	90.7	90.6	90.5	90.4	90.3
250 Hz	79.6	79.8	81.7	84.9	88.5	91.9	93.5	93.3	92.9	92.6	92.4	92.2	92.1	91.9	91.7	91.6	91.5	91.4
315 Hz	80.6	80.9	82.8	86.0	89.4	92.8	94.4	94.3	93.9	93.5	93.3	93.1	93.0	92.8	92.7	92.6	92.4	92.3
400 Hz	81.3	81.5	83.4	86.6	90.1	93.5	95.1	95.0	94.5	94.2	94.0	93.7	93.6	93.4	93.3	93.2	93.1	92.8
500 Hz	81.8	81.8	83.7	86.9	90.4	93.8	95.4	95.2	94.9	94.5	94.2	94.0	93.9	93.7	93.6	93.4	93.3	93.2
630 Hz	81.5	81.8	83.7	86.9	90.3	93.7	95.3	95.2	94.9	94.4	94.2	94.0	93.9	93.7	93.5	93.4	93.3	93.2
800 Hz	81.1	81.4	83.3	86.5	89.9	93.3	94.9	94.8	94.4	94.0	93.8	93.6	93.5	93.3	93.2	93.1	93.0	92.9
1 kHz	80.4	80.7	82.5	85.7	89.2	92.6	94.2	94.1	93.7	93.4	93.2	93.0	92.8	92.7	92.6	92.4	92.3	92.2
1.25 kHz	78.4	78.5	81.5	84.7	88.2	91.5	93.1	93.1	92.7	92.4	92.2	92.0	91.8	91.7	91.6	91.5	91.4	91.3
1.6 kHz	77.9	78.0	78.9	83.1	86.6	90.0	91.6	91.6	91.2	90.9	90.8	90.6	90.5	90.3	90.3	90.2	90.1	90.0
2 kHz	76.3	76.3	78.1	81.3	84.9	88.3	89.8	89.9	89.6	89.3	89.2	89.0	88.9	88.8	88.7	88.6	88.0	88.6
2.5 kHz	74.2	74.2	76.1	79.3	82.8	86.2	87.9	87.9	87.5	87.4	87.3	87.1	87.1	86.9	86.8	86.8	86.7	86.7
3.15 kHz	71.8	71.7	73.5	76.7	80.3	83.8	85.4	85.5	85.2	85.1	85.0	84.9	84.8	84.7	84.7	84.6	84.6	84.5
4 kHz	69.0	68.8	70.6	73.8	77.4	80.9	82.6	82.6	82.4	82.3	82.3	82.2	82.2	82.1	82.1	82.0	82.0	82.0
5 kHz	66.0	65.6	67.5	70.7	74.4	77.9	79.5	79.6	79.5	79.4	79.4	79.4	79.4	79.3	79.3	79.3	79.3	79.3
6.3 kHz	62.5	62.1	63.9	67.1	70.8	74.3	76.1	76.2	76.1	76.1	76.2	76.1	76.2	76.1	76.2	76.2	76.1	76.2
8 kHz	58.6	58.0	59.8	63.1	66.8	70.3	72.1	72.3	72.3	72.4	72.4	72.5	72.5	72.5	72.6	72.6	72.6	72.6
10 kHz	54.8	53.9	55.7	58.9	62.8	66.2	68.1	68.3	68.4	68.5	68.7	68.7	68.8	68.8	68.9	69.0	69.0	69.1
A-wgt	91.1	91.3	93.2	96.4	99.8	103.3	104.9	104.8	104.4	104.1	103.8	103.7	103.6	103.4	103.3	103.2	103.1	103.0

Table 1: V150-4.0MW Mode 0, expected 1/3 octave band performance, (Blades with serrated trailing edge)

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0077-0337 VER 00

T05 0077-0337 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2019-07-30 by MHEIT

R068362ab.18C9XCF.dv | versie 04_001 | 9 januari 2019

LBP|SIGHT

Bijlage III

Invoer rekenmodellen geluid

Model: eerste model - 6 turbinetypes
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Toetspunten, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	Omschr.	X	Y	Maaiveld	Hoogte A	Hoogte B	Hoogte C	Hoogte D	Hoogte E	Hoogte F	Gevel
3961MD53	Lekdijk West 53	146651,53	443001,51	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3997MR25	Nachtdijk 25	145251,67	444593,01	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
B3998NL146	BW - Beusichemseweg 146	145984,12	443653,58	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3961ME2	Hoeksedijk 2	146911,14	443424,44	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3945LA6	Kapelleweg 6	145851,31	444539,02	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3961MD52	Lekdijk West 52	146725,66	442909,74	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3997MR19	Nachtdijk 19	145557,64	444844,97	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3998NM1	Hoeksedijk 1	146676,63	443096,53	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3945LA7	Kapelleweg 7	146418,93	444532,27	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
B3998NA6	BW - Zuwedijk 6	145110,41	444150,66	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3945LA5	Kapelleweg 5	146651,89	444535,24	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3998NH4	Lekdijk 4	145062,69	443882,22	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3945LA11	Kapelleweg 11	146154,11	444553,43	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3998NL71	Beusichemseweg 71	145844,94	443702,26	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3997ML144	Beusichemseweg 144	144789,97	444915,03	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3998NM3	Hoeksedijk 3	146766,19	443303,76	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3998NA2	Zuwedijk 2	144841,08	444004,96	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3945LA9	Kapelleweg 9	146232,84	444575,50	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3997MP20	Kapelleweg 20	145784,19	444551,61	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3997MP25	Kapelleweg 25	145646,79	444525,15	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3998NL69	Beusichemseweg 69	145658,54	443765,36	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3945LA3	Kapelleweg 3	146845,25	444531,26	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3945LA1b	Kapelleweg 1b	146966,43	444532,70	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3997MP25a	Kapelleweg 25a	145657,24	444524,00	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja
3961MN 33	Wijkersloot 33	147678,34	443917,92	0,00	5,00	--	--	--	--	--	Ja

Model: eerste model - 6 turbinetypes
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	Omschr.	X	Y	Maaiveld	Hoogte	LE (D)	Totaal	LE (A)	Totaal	LE (N)	Totaal
1	Vestas V136 - 3.6 MW @149m	145186,00	444308,00	0,00	149,00		102,35		102,89		103,48
2	Vestas V136 - 3.6 MW @149m	145654,00	444083,00	0,00	149,00		102,35		102,89		103,48
4	Vestas V136 - 3.6 MW @149m	146597,00	443625,00	0,00	149,00		102,35		102,89		103,48
3	Vestas V136 - 3.6 MW @149m	146138,00	443847,00	0,00	149,00		102,35		102,89		103,48
1	Vestas V150 - 4.0-4.2MW@166m	145186,00	444308,00	0,00	166,00		101,62		102,18		102,72
2	Vestas V150 - 4.0-4.2MW@166m	145654,00	444083,00	0,00	166,00		101,62		102,18		102,72
3	Vestas V150 - 4.0-4.2MW@166m	146138,00	443847,00	0,00	166,00		101,62		102,18		102,72
4	Vestas V150 - 4.0-4.2MW@166m	146597,00	443625,00	0,00	166,00		101,62		102,18		102,72
1	Nordex N131 - 3.9MW@145m	145186,00	444308,00	0,00	145,00		102,63		103,15		103,78
2	Nordex N131 - 3.9MW@145m	145654,00	444083,00	0,00	145,00		102,63		103,15		103,78
3	Nordex N131 - 3.9MW@145m	146138,00	443847,00	0,00	145,00		102,63		103,15		103,78
4	Nordex N131 - 3.9MW@145m	146597,00	443625,00	0,00	145,00		102,63		103,15		103,78
1	Nordex N149 - 4.0-4.5MW@164	145186,00	444308,00	0,00	164,00		102,50		103,09		103,73
2	Nordex N149 - 4.0-4.5MW@164	145654,00	444083,00	0,00	164,00		102,50		103,09		103,73
3	Nordex N149 - 4.0-4.5MW@164	146138,00	443847,00	0,00	164,00		102,50		103,09		103,73
4	Nordex N149 - 4.0-4.5MW@164	146597,00	443625,00	0,00	164,00		102,50		103,09		103,73
1	Senvion - 3.7M140@160m	145186,00	444308,00	0,00	160,00		102,14		102,63		103,03
2	Senvion - 3.7M140@160m	145654,00	444083,00	0,00	160,00		102,14		102,63		103,03
3	Senvion - 3.7M140@160m	146138,00	443847,00	0,00	160,00		102,14		102,63		103,03
4	Senvion - 3.7M140@160m	146597,00	443625,00	0,00	160,00		102,14		102,63		103,03
1	Senvion - 4.2M148@165m	145186,00	444308,00	0,00	165,00		102,59		103,07		103,42
2	Senvion - 4.2M148@165m	145654,00	444083,00	0,00	165,00		102,59		103,07		103,42
3	Senvion - 4.2M148@165m	146138,00	443847,00	0,00	165,00		102,59		103,07		103,42
4	Senvion - 4.2M148@165m	146597,00	443625,00	0,00	165,00		102,59		103,07		103,42

Model: eerste model - 6 turbinetypes
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	Omschr.	LE (D) 63	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500
1	Vestas V136 - 3.6 MW @149m	85,35	90,57	93,94	95,58	97,02	95,94	87,86	68,04	85,89	91,12	94,49	96,12
2	Vestas V136 - 3.6 MW @149m	85,35	90,57	93,94	95,58	97,02	95,94	87,86	68,04	85,89	91,12	94,49	96,12
4	Vestas V136 - 3.6 MW @149m	85,35	90,57	93,94	95,58	97,02	95,94	87,86	68,04	85,89	91,12	94,49	96,12
3	Vestas V136 - 3.6 MW @149m	85,35	90,57	93,94	95,58	97,02	95,94	87,86	68,04	85,89	91,12	94,49	96,12
1	Vestas V150 - 4.0-4.2MW@166m	82,77	90,29	94,93	96,72	95,63	91,62	84,81	75,03	83,34	90,85	95,49	97,28
2	Vestas V150 - 4.0-4.2MW@166m	82,77	90,29	94,93	96,72	95,63	91,62	84,81	75,03	83,34	90,85	95,49	97,28
3	Vestas V150 - 4.0-4.2MW@166m	82,77	90,29	94,93	96,72	95,63	91,62	84,81	75,03	83,34	90,85	95,49	97,28
4	Vestas V150 - 4.0-4.2MW@166m	82,77	90,29	94,93	96,72	95,63	91,62	84,81	75,03	83,34	90,85	95,49	97,28
1	Nordex N131 - 3.9MW@145m	84,84	91,32	94,64	95,51	96,42	95,82	92,52	82,60	85,35	91,84	95,15	96,03
2	Nordex N131 - 3.9MW@145m	84,84	91,32	94,64	95,51	96,42	95,82	92,52	82,60	85,35	91,84	95,15	96,03
3	Nordex N131 - 3.9MW@145m	84,84	91,32	94,64	95,51	96,42	95,82	92,52	82,60	85,35	91,84	95,15	96,03
4	Nordex N131 - 3.9MW@145m	84,84	91,32	94,64	95,51	96,42	95,82	92,52	82,60	85,35	91,84	95,15	96,03
1	Nordex N149 - 4.0-4.5MW@164	84,02	90,32	94,08	96,48	97,42	95,24	86,88	78,81	84,61	90,92	94,67	97,07
2	Nordex N149 - 4.0-4.5MW@164	84,02	90,32	94,08	96,48	97,42	95,24	86,88	78,81	84,61	90,92	94,67	97,07
3	Nordex N149 - 4.0-4.5MW@164	84,02	90,32	94,08	96,48	97,42	95,24	86,88	78,81	84,61	90,92	94,67	97,07
4	Nordex N149 - 4.0-4.5MW@164	84,02	90,32	94,08	96,48	97,42	95,24	86,88	78,81	84,61	90,92	94,67	97,07
1	Senvion - 3.7M140@160m	84,78	90,85	93,38	94,63	96,02	95,55	92,98	81,97	85,26	91,34	93,87	95,12
2	Senvion - 3.7M140@160m	84,78	90,85	93,38	94,63	96,02	95,55	92,98	81,97	85,26	91,34	93,87	95,12
3	Senvion - 3.7M140@160m	84,78	90,85	93,38	94,63	96,02	95,55	92,98	81,97	85,26	91,34	93,87	95,12
4	Senvion - 3.7M140@160m	84,78	90,85	93,38	94,63	96,02	95,55	92,98	81,97	85,26	91,34	93,87	95,12
1	Senvion - 4.2M148@165m	85,23	91,31	93,83	95,09	96,47	96,01	93,43	82,42	85,71	91,78	94,31	95,56
2	Senvion - 4.2M148@165m	85,23	91,31	93,83	95,09	96,47	96,01	93,43	82,42	85,71	91,78	94,31	95,56
3	Senvion - 4.2M148@165m	85,23	91,31	93,83	95,09	96,47	96,01	93,43	82,42	85,71	91,78	94,31	95,56
4	Senvion - 4.2M148@165m	85,23	91,31	93,83	95,09	96,47	96,01	93,43	82,42	85,71	91,78	94,31	95,56

Model: eerste model - 6 turbinetypes
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	LE (A) 1k	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k
1	97,57	96,48	88,40	68,59	86,48	91,70	95,07	96,71	98,15	97,07	88,99	69,18
2	97,57	96,48	88,40	68,59	86,48	91,70	95,07	96,71	98,15	97,07	88,99	69,18
4	97,57	96,48	88,40	68,59	86,48	91,70	95,07	96,71	98,15	97,07	88,99	69,18
3	97,57	96,48	88,40	68,59	86,48	91,70	95,07	96,71	98,15	97,07	88,99	69,18
1	96,19	92,18	85,37	75,59	83,87	91,39	96,03	97,82	96,73	92,72	85,91	76,13
2	96,19	92,18	85,37	75,59	83,87	91,39	96,03	97,82	96,73	92,72	85,91	76,13
3	96,19	92,18	85,37	75,59	83,87	91,39	96,03	97,82	96,73	92,72	85,91	76,13
4	96,19	92,18	85,37	75,59	83,87	91,39	96,03	97,82	96,73	92,72	85,91	76,13
1	96,93	96,34	93,04	83,12	85,98	92,47	95,79	96,66	97,56	96,97	93,67	83,75
2	96,93	96,34	93,04	83,12	85,98	92,47	95,79	96,66	97,56	96,97	93,67	83,75
3	96,93	96,34	93,04	83,12	85,98	92,47	95,79	96,66	97,56	96,97	93,67	83,75
4	96,93	96,34	93,04	83,12	85,98	92,47	95,79	96,66	97,56	96,97	93,67	83,75
1	98,02	95,83	87,47	79,40	85,25	91,55	95,31	97,71	98,65	96,47	88,11	80,04
2	98,02	95,83	87,47	79,40	85,25	91,55	95,31	97,71	98,65	96,47	88,11	80,04
3	98,02	95,83	87,47	79,40	85,25	91,55	95,31	97,71	98,65	96,47	88,11	80,04
4	98,02	95,83	87,47	79,40	85,25	91,55	95,31	97,71	98,65	96,47	88,11	80,04
1	96,51	96,04	93,47	82,45	85,67	91,74	94,27	95,52	96,91	96,44	93,87	82,86
2	96,51	96,04	93,47	82,45	85,67	91,74	94,27	95,52	96,91	96,44	93,87	82,86
3	96,51	96,04	93,47	82,45	85,67	91,74	94,27	95,52	96,91	96,44	93,87	82,86
4	96,51	96,04	93,47	82,45	85,67	91,74	94,27	95,52	96,91	96,44	93,87	82,86
1	96,95	96,48	93,91	82,90	86,06	92,13	94,66	95,91	97,30	96,83	94,26	83,25
2	96,95	96,48	93,91	82,90	86,06	92,13	94,66	95,91	97,30	96,83	94,26	83,25
3	96,95	96,48	93,91	82,90	86,06	92,13	94,66	95,91	97,30	96,83	94,26	83,25
4	96,95	96,48	93,91	82,90	86,06	92,13	94,66	95,91	97,30	96,83	94,26	83,25

Model: eerste model - 6 turbinetypes
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Bodemgebieden, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	Omschr.	Bf
	Appelakker	0,00
	Appelakker	0,00
	Appelakker	0,00
	Appelakker	0,00
	Appelakker	0,00
01	Water	0,00
	Woonerf	0,50
1	Woonerf	0,50
	Woonerf	0,50
	Woonerf	0,50
	Water	0,00
1	Woonerf	0,50
2	Woonerf	0,50
3	Woonerf	0,50
4	Woonerf	0,50
5	Woonerf	0,50
6	Woonerf	0,50
7	Woonerf	0,50
8	Weg	0,00
9	Woonerf	0,50
10	Woonerf	0,50
	Qoonerf	0,50
1	Woonerf	0,50
2	Woonerf	0,50
3	Woonerf	0,50
4	Water	0,00
5	Woonerf	0,50
6	Water	0,00
7	Weg	0,00
8	Water	0,00
9	Woonerf	0,50
10	Water	0,00
11	Water	0,00
		0,50

Model: Wegverkeer 2030
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Wegen, voor rekenmethode Wegverkeerslawaai - RMW-2012

Groep	ItemID	Grp.ID	Datum	1e kid	NrKids	Naam	Omschr.
wegen_gemeente	186356	11	13:49, 26 apr 2018	-1319757	2		Lekdijk West
wegen_gemeente	186395	11	13:47, 26 apr 2018	-1319835	2		Nachtdijk
wegen_gemeente	186403	11	13:47, 26 apr 2018	-1319851	2		Kapelleweg
wegen_gemeente	186404	11	13:47, 26 apr 2018	-1319853	2		Kapelleweg
wegen_gemeente	186437	11	13:49, 26 apr 2018	-1319919	2		Lekdijk
wegen_gemeente	186438	11	13:48, 26 apr 2018	-1319921	2		Beusichemseweg
wegen_gemeente	186439	11	13:49, 26 apr 2018	-1319923	2		Lekdijk
wegen_gemeente	186497	11	13:44, 26 apr 2018	-1320039	2		Beusichemseweg
wegen_gemeente	186553	11	13:48, 26 apr 2018	-1320151	2		Zuwedijk
wegen_gemeente	186566	11	13:46, 26 apr 2018	-1320177	2		Beusichemseweg
wegen_gemeente	186567	11	13:46, 26 apr 2018	-1320179	2		Beusichemseweg
wegen_gemeente	186658	11	13:50, 26 apr 2018	-1320363	2		Zuwedijk
wegen_gemeente	186659	11	13:48, 26 apr 2018	-1320365	2		Zuwedijk
wegen_gemeente	186660	11	13:46, 26 apr 2018	-1320367	2		Nachtdijk
wegen_gemeente	186661	11	13:46, 26 apr 2018	-1320369	2		Nachtdijk
wegen_gemeente	186721	11	13:44, 26 apr 2018	-1320489	2		Beusichemseweg
wegen_gemeente	186722	11	13:44, 26 apr 2018	-1320491	2		Beusichemseweg
wegen_gemeente	186737	11	13:48, 26 apr 2018	-1320521	2		Zuwedijk
wegen_gemeente	186738	11	13:48, 26 apr 2018	-1320523	2		Zuwedijk
wegen_gemeente	372048	11	11:28, 30 aug 2018	-1320587	2	b01	Beusichemseweg-brug

Model: Wegverkeer 2030
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Wegen, voor rekenmethode Wegverkeerslawaai - RMW-2012

Groep	Vorm	X-1	Y-1	X-n	Y-n	H-1	H-n
wegen_gemeente	Polylijn	146578,97	442989,53	146935,29	442372,34	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	145615,77	445709,75	145532,81	444603,31	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	145532,81	444603,31	145973,56	444525,50	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	147731,12	444526,28	145973,56	444525,50	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	145990,66	443534,97	146578,97	442989,53	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	145990,66	443534,97	145578,34	443978,16	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	145990,66	443534,97	144140,34	443414,50	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	144741,67	444922,22	144213,89	445289,16	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	144948,42	444081,72	144137,70	443639,59	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	145578,34	443978,16	145356,95	444259,43	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	145115,40	444758,88	145452,37	444554,54	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	145578,34	443978,16	145584,30	443996,03	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	145318,12	444279,62	145584,30	443996,03	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	145532,81	444603,31	145119,17	444709,66	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	145113,36	444758,20	145119,17	444709,66	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	144741,67	444922,22	144907,23	444821,00	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	145113,36	444758,88	144907,23	444821,00	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	144948,42	444081,72	145136,20	444181,84	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	145318,12	444279,62	145136,20	444181,84	0,00	0,00
wegen_gemeente	Polylijn	145357,05	444260,21	145452,16	444554,54	0,00	0,00

Model: Wegverkeer 2030
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Wegen, voor rekenmethode Wegverkeerslawaai - RMW-2012

Groep	M-1	M-n	ISO_H	Min.RH	Max.RH	Min.AH	Max.AH	ISO M.	Hdef.
wegen_gemeente	10,03	3,60	0,00	0,00	0,00	3,60	9,75	--	Relatief
wegen_gemeente	2,83	4,06	0,00	0,00	0,00	2,84	4,10	--	Relatief
wegen_gemeente	4,06	3,14	0,00	0,00	0,00	3,14	4,01	--	Relatief
wegen_gemeente	2,62	3,14	0,00	0,00	0,00	2,97	3,36	--	Relatief
wegen_gemeente	8,98	10,03	0,00	0,00	0,00	8,98	10,03	--	Relatief
wegen_gemeente	8,98	4,79	0,00	0,00	0,00	2,79	8,93	--	Relatief
wegen_gemeente	8,98	4,82	0,00	0,00	0,00	4,82	9,60	--	Relatief
wegen_gemeente	3,10	2,69	0,00	0,00	0,00	1,97	3,01	--	Relatief
wegen_gemeente	2,90	4,07	0,00	0,00	0,00	2,27	4,46	--	Relatief
wegen_gemeente	4,79	11,68	0,00	0,00	0,00	6,95	11,75	--	Relatief
wegen_gemeente	2,71	11,90	0,00	0,00	0,00	5,70	12,01	--	Relatief
wegen_gemeente	4,79	4,39	0,00	0,00	0,00	4,39	4,67	--	Relatief
wegen_gemeente	3,70	4,39	0,00	0,00	0,00	3,18	4,39	--	Relatief
wegen_gemeente	4,06	2,56	0,00	0,00	0,00	2,44	3,94	--	Relatief
wegen_gemeente	2,70	2,56	0,00	0,00	0,00	2,44	2,56	--	Relatief
wegen_gemeente	3,10	2,65	0,00	0,00	0,00	2,65	2,65	--	Relatief
wegen_gemeente	2,71	2,65	0,00	0,00	0,00	2,44	2,85	--	Relatief
wegen_gemeente	2,90	3,25	0,00	0,00	0,00	2,92	3,25	--	Relatief
wegen_gemeente	3,70	3,25	0,00	0,00	0,00	3,25	3,25	--	Relatief
wegen_gemeente	11,85	11,98	0,00	0,00	0,00	11,98	11,98	--	Eigen waarde

Model: Wegverkeer 2030
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Wegen, voor rekenmethode Wegverkeerslawaai - RMW-2012

Groep	Vormpunten	Lengte	Lengte3D	Min.lengte	Max.lengte	Type
wegen_gemeente	15	716,22	717,53	4,93	129,80	Verdeling
wegen_gemeente	40	1186,49	1186,50	5,80	191,13	Verdeling
wegen_gemeente	11	456,02	456,03	6,68	140,69	Verdeling
wegen_gemeente	12	1839,65	1839,65	11,41	515,95	Verdeling
wegen_gemeente	24	811,07	811,07	6,42	90,31	Verdeling
wegen_gemeente	16	630,33	630,43	7,23	199,08	Verdeling
wegen_gemeente	64	2066,05	2066,23	4,98	136,00	Verdeling
wegen_gemeente	9	646,11	646,12	19,24	173,15	Verdeling
wegen_gemeente	14	923,47	923,50	23,78	170,96	Verdeling
wegen_gemeente	15	399,88	399,96	9,24	176,34	Verdeling
wegen_gemeente	21	495,98	496,14	8,47	202,53	Verdeling
wegen_gemeente	3	18,87	18,87	8,84	10,03	Verdeling
wegen_gemeente	17	493,49	493,50	4,49	162,86	Verdeling
wegen_gemeente	18	547,88	547,89	5,22	133,33	Verdeling
wegen_gemeente	4	48,97	48,97	8,05	30,14	Verdeling
wegen_gemeente	2	194,05	194,05	194,05	194,05	Verdeling
wegen_gemeente	9	219,10	219,11	15,22	49,36	Verdeling
wegen_gemeente	6	212,81	212,81	15,22	73,69	Verdeling
wegen_gemeente	2	206,54	206,54	206,54	206,54	Verdeling
wegen_gemeente	2	309,32	309,32	309,32	309,32	Verdeling

Model: Wegverkeer 2030
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Wegen, voor rekenmethode Wegverkeerslawaai - RMW-2012

Groep	Cpl	Cpl_W	Hbron	Helling	Wegdek	Wegdek	V(MR(D))	V(MR(A))	V(MR(N))	V(MR(P4))
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--
wegen_gemeente	False	1,5	0,75	0	W0	Referentiewegdek	60	60	60	--

Model: Wegverkeer 2030
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Wegen, voor rekenmethode Wegverkeerslawaai - RMW-2012

Groep	V(LV(D))	V(LV(A))	V(LV(N))	V(LV(P4))	V(MV(D))	V(MV(A))	V(MV(N))	V(MV(P4))	V(ZV(D))
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60
wegen_gemeente	60	60	60	--	60	60	60	--	60

Model: Wegverkeer 2030
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Wegen, voor rekenmethode Wegverkeerslawaai - RMW-2012

Groep	V(ZV(A))	V(ZV(N))	V(ZV(P4))	Crow965	Totaal aantal	%Int(D)	%Int(A)	%Int(N)	%Int(P4)
wegen_gemeente	60	60	--	False	2635,00	7,15	2,35	0,60	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	619,00	6,93	2,77	0,70	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	1373,00	6,72	3,21	0,82	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	1373,00	6,72	3,21	0,82	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	2635,00	7,15	2,35	0,60	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	122,00	6,16	4,26	1,09	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	2514,00	7,20	2,25	0,57	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	1075,00	6,77	3,07	0,80	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	1381,00	6,72	3,20	0,82	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	1502,00	6,67	3,30	0,85	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	1502,00	6,67	3,30	0,85	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	1381,00	6,73	3,19	0,82	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	1381,00	6,73	3,19	0,82	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	1992,00	6,78	3,08	0,79	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	1992,00	6,78	3,08	0,79	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	1075,00	6,77	3,07	0,80	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	1075,00	6,77	3,07	0,80	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	1381,00	6,72	3,20	0,82	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	1381,00	6,72	3,20	0,82	--
wegen_gemeente	60	60	--	False	1502,00	6,67	3,30	0,85	--

Model: Wegverkeer 2030
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Wegen, voor rekenmethode Wegverkeerslawaai - RMW-2012

Groep	%MR(D)	%MR(A)	%MR(N)	%MR(P4)	%LV(D)	%LV(A)	%LV(N)	%LV(P4)	%MV(D)	%MV(A)	%MV(N)	%MV(P4)
wegen_gemeente	--	--	--	--	98,29	98,23	96,22	--	1,02	1,15	2,43	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	98,45	98,72	97,19	--	0,84	0,80	1,71	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	96,62	97,80	95,30	--	2,12	1,39	2,92	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	96,62	97,80	95,30	--	2,12	1,39	2,92	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	98,29	98,23	96,22	--	1,02	1,15	2,43	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	95,42	97,93	95,72	--	2,54	1,36	2,78	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	98,41	98,26	96,28	--	0,95	1,13	2,40	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	93,45	95,38	91,32	--	5,19	3,77	6,84	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	96,08	97,21	94,65	--	2,79	2,05	3,73	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	96,01	97,30	94,78	--	2,78	1,96	3,62	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	96,01	97,30	94,78	--	2,78	1,96	3,62	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	96,09	97,21	94,65	--	2,78	2,05	3,73	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	96,09	97,21	94,65	--	2,78	2,05	3,73	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	97,16	98,03	95,78	--	1,74	1,24	2,61	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	97,16	98,03	95,78	--	1,74	1,24	2,61	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	93,45	95,38	91,32	--	5,19	3,77	6,84	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	93,45	95,38	91,32	--	5,19	3,77	6,84	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	96,08	97,21	94,65	--	2,79	2,05	3,73	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	96,08	97,21	94,65	--	2,79	2,05	3,73	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	96,01	97,30	94,78	--	2,78	1,96	3,62	--

Model: Wegverkeer 2030
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Wegen, voor rekenmethode Wegverkeerslawaai - RMW-2012

Groep	%ZV(D)	%ZV(A)	%ZV(N)	%ZV(P4)	MR(D)	MR(A)	MR(N)	MR(P4)	LV(D)	LV(A)	LV(N)
wegen_gemeente	0,70	0,62	1,35	--	--	--	--	--	185,18	60,83	15,21
wegen_gemeente	0,72	0,48	1,09	--	--	--	--	--	42,23	16,93	4,21
wegen_gemeente	1,26	0,81	1,78	--	--	--	--	--	89,15	43,10	10,73
wegen_gemeente	1,26	0,81	1,78	--	--	--	--	--	89,15	43,10	10,73
wegen_gemeente	0,70	0,62	1,35	--	--	--	--	--	185,18	60,83	15,21
wegen_gemeente	2,04	0,71	1,50	--	--	--	--	--	7,17	5,09	1,27
wegen_gemeente	0,64	0,61	1,32	--	--	--	--	--	178,13	55,58	13,80
wegen_gemeente	1,36	0,85	1,84	--	--	--	--	--	68,01	31,48	7,85
wegen_gemeente	1,13	0,75	1,63	--	--	--	--	--	89,17	42,96	10,72
wegen_gemeente	1,21	0,74	1,60	--	--	--	--	--	96,19	48,23	12,10
wegen_gemeente	1,21	0,74	1,60	--	--	--	--	--	96,19	48,23	12,10
wegen_gemeente	1,13	0,75	1,63	--	--	--	--	--	89,31	42,82	10,72
wegen_gemeente	1,13	0,75	1,63	--	--	--	--	--	89,31	42,82	10,72
wegen_gemeente	1,10	0,73	1,60	--	--	--	--	--	131,22	60,14	15,07
wegen_gemeente	1,10	0,73	1,60	--	--	--	--	--	131,22	60,14	15,07
wegen_gemeente	1,36	0,85	1,84	--	--	--	--	--	68,01	31,48	7,85
wegen_gemeente	1,36	0,85	1,84	--	--	--	--	--	68,01	31,48	7,85
wegen_gemeente	1,13	0,75	1,63	--	--	--	--	--	89,17	42,96	10,72
wegen_gemeente	1,13	0,75	1,63	--	--	--	--	--	89,17	42,96	10,72
wegen_gemeente	1,21	0,74	1,60	--	--	--	--	--	96,19	48,23	12,10

Model: Wegverkeer 2030
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Wegen, voor rekenmethode Wegverkeerslawaai - RMW-2012

Groep	LV(P4)	MV(D)	MV(A)	MV(N)	MV(P4)	ZV(D)	ZV(A)	ZV(N)	ZV(P4)
wegen_gemeente	--	1,92	0,71	0,38	--	1,32	0,38	0,21	--
wegen_gemeente	--	0,36	0,14	0,07	--	0,31	0,08	0,05	--
wegen_gemeente	--	1,96	0,61	0,33	--	1,16	0,36	0,20	--
wegen_gemeente	--	1,96	0,61	0,33	--	1,16	0,36	0,20	--
wegen_gemeente	--	1,92	0,71	0,38	--	1,32	0,38	0,21	--
wegen_gemeente	--	0,19	0,07	0,04	--	0,15	0,04	0,02	--
wegen_gemeente	--	1,72	0,64	0,34	--	1,16	0,35	0,19	--
wegen_gemeente	--	3,78	1,24	0,59	--	0,99	0,28	0,16	--
wegen_gemeente	--	2,59	0,91	0,42	--	1,05	0,33	0,18	--
wegen_gemeente	--	2,79	0,97	0,46	--	1,21	0,37	0,20	--
wegen_gemeente	--	2,79	0,97	0,46	--	1,21	0,37	0,20	--
wegen_gemeente	--	2,58	0,90	0,42	--	1,05	0,33	0,18	--
wegen_gemeente	--	2,58	0,90	0,42	--	1,05	0,33	0,18	--
wegen_gemeente	--	2,35	0,76	0,41	--	1,49	0,45	0,25	--
wegen_gemeente	--	2,35	0,76	0,41	--	1,49	0,45	0,25	--
wegen_gemeente	--	3,78	1,24	0,59	--	0,99	0,28	0,16	--
wegen_gemeente	--	3,78	1,24	0,59	--	0,99	0,28	0,16	--
wegen_gemeente	--	2,59	0,91	0,42	--	1,05	0,33	0,18	--
wegen_gemeente	--	2,59	0,91	0,42	--	1,05	0,33	0,18	--
wegen_gemeente	--	2,79	0,97	0,46	--	1,21	0,37	0,20	--

Model: Wegverkeer 2030
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Wegen, voor rekenmethode Wegverkeerslawaai - RMW-2012

Groep	LE (D) 63	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k
wegen_gemeente	76,58	84,42	89,77	97,01	104,23	100,61	93,77	82,98
wegen_gemeente	70,12	77,92	83,23	90,57	97,80	94,17	87,34	76,52
wegen_gemeente	74,07	82,05	87,72	94,37	101,24	97,64	90,82	80,28
wegen_gemeente	74,07	82,05	87,72	94,37	101,24	97,64	90,82	80,28
wegen_gemeente	76,58	84,42	89,77	97,01	104,23	100,61	93,77	82,98
wegen_gemeente	63,67	71,65	77,48	83,89	90,46	86,86	80,05	69,69
wegen_gemeente	76,35	84,18	89,50	96,79	104,05	100,42	93,59	82,77
wegen_gemeente	73,73	82,11	88,12	93,81	100,33	96,79	89,99	79,85
wegen_gemeente	74,18	82,27	88,01	94,43	101,27	97,68	90,87	80,40
wegen_gemeente	74,55	82,64	88,38	94,80	101,62	98,03	91,21	80,75
wegen_gemeente	74,55	82,64	88,38	94,80	101,62	98,03	91,21	80,75
wegen_gemeente	74,18	82,28	88,01	94,43	101,28	97,69	90,87	80,40
wegen_gemeente	74,18	82,28	88,01	94,43	101,28	97,69	90,87	80,40
wegen_gemeente	75,55	83,48	89,06	95,89	102,86	99,25	92,43	81,81
wegen_gemeente	75,55	83,48	89,06	95,89	102,86	99,25	92,43	81,81
wegen_gemeente	73,73	82,11	88,12	93,81	100,33	96,79	89,99	79,85
wegen_gemeente	73,73	82,11	88,12	93,81	100,33	96,79	89,99	79,85
wegen_gemeente	74,18	82,27	88,01	94,43	101,27	97,68	90,87	80,40
wegen_gemeente	74,18	82,27	88,01	94,43	101,27	97,68	90,87	80,40
wegen_gemeente	74,55	82,64	88,38	94,80	101,62	98,03	91,21	80,75

Model: Wegverkeer 2030
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Wegen, voor rekenmethode Wegverkeerslawaai - RMW-2012

Groep	LE (D) Totaal	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k	LE (A) 2k	LE (A) 4k
wegen_gemeente	106,71	71,73	79,60	84,96	92,16	99,40	95,77	88,94
wegen_gemeente	100,27	65,98	73,78	79,03	86,45	93,79	90,16	83,32
wegen_gemeente	103,79	70,44	78,33	83,78	90,82	97,95	94,33	87,50
wegen_gemeente	103,79	70,44	78,33	83,78	90,82	97,95	94,33	87,50
wegen_gemeente	106,71	71,73	79,60	84,96	92,16	99,40	95,77	88,94
wegen_gemeente	93,06	61,08	68,98	74,41	81,48	88,65	85,03	78,20
wegen_gemeente	106,52	71,33	79,19	84,55	91,76	99,00	95,38	88,54
wegen_gemeente	102,99	69,75	78,02	83,84	89,95	96,78	93,22	86,41
wegen_gemeente	103,84	70,57	78,59	84,15	90,91	97,98	94,38	87,55
wegen_gemeente	104,19	71,04	79,05	84,59	91,39	98,47	94,87	88,04
wegen_gemeente	104,19	71,04	79,05	84,59	91,39	98,47	94,87	88,04
wegen_gemeente	103,84	70,56	78,58	84,14	90,89	97,97	94,36	87,54
wegen_gemeente	103,84	70,56	78,58	84,14	90,89	97,97	94,36	87,54
wegen_gemeente	105,39	71,79	79,66	85,07	92,19	99,37	95,75	88,92
wegen_gemeente	105,39	71,79	79,66	85,07	92,19	99,37	95,75	88,92
wegen_gemeente	102,99	69,75	78,02	83,84	89,95	96,78	93,22	86,41
wegen_gemeente	102,99	69,75	78,02	83,84	89,95	96,78	93,22	86,41
wegen_gemeente	103,84	70,57	78,59	84,15	90,91	97,98	94,38	87,55
wegen_gemeente	103,84	70,57	78,59	84,15	90,91	97,98	94,38	87,55
wegen_gemeente	104,19	71,04	79,05	84,59	91,39	98,47	94,87	88,04

Model: Wegverkeer 2030
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Wegen, voor rekenmethode Wegverkeerslawaai - RMW-2012

Groep	LE (A) 8k	LE (A) Totaal	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k
wegen_gemeente	78,15	101,87	66,53	74,55	80,27	86,79	93,60	90,00
wegen_gemeente	72,45	96,25	60,60	68,53	74,10	80,94	87,92	84,31
wegen_gemeente	76,79	100,45	65,38	73,43	79,27	85,59	92,20	88,61
wegen_gemeente	76,79	100,45	65,38	73,43	79,27	85,59	92,20	88,61
wegen_gemeente	78,15	101,87	66,53	74,55	80,27	86,79	93,60	90,00
wegen_gemeente	67,46	91,14	55,93	63,99	69,78	76,16	82,88	79,29
wegen_gemeente	77,75	101,48	66,08	74,10	79,81	86,35	93,17	89,57
wegen_gemeente	76,02	99,37	64,96	73,45	79,62	84,94	91,17	87,66
wegen_gemeente	76,92	100,50	65,49	73,67	79,58	85,65	92,23	88,66
wegen_gemeente	77,39	100,99	65,98	74,14	80,03	86,15	92,74	89,17
wegen_gemeente	77,39	100,99	65,98	74,14	80,03	86,15	92,74	89,17
wegen_gemeente	76,90	100,49	65,49	73,67	79,58	85,65	92,23	88,66
wegen_gemeente	76,90	100,49	65,49	73,67	79,58	85,65	92,23	88,66
wegen_gemeente	78,17	101,86	66,68	74,70	80,48	86,92	93,62	90,02
wegen_gemeente	78,17	101,86	66,68	74,70	80,48	86,92	93,62	90,02
wegen_gemeente	76,02	99,37	64,96	73,45	79,62	84,94	91,17	87,66
wegen_gemeente	76,02	99,37	64,96	73,45	79,62	84,94	91,17	87,66
wegen_gemeente	76,92	100,50	65,49	73,67	79,58	85,65	92,23	88,66
wegen_gemeente	76,92	100,50	65,49	73,67	79,58	85,65	92,23	88,66
wegen_gemeente	77,39	100,99	65,98	74,14	80,03	86,15	92,74	89,17

Model: Wegverkeer 2030
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Wegen, voor rekenmethode Wegverkeerslawaai - RMW-2012

Groep	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (N) Totaal	LE (P4) 63	LE (P4) 125	LE (P4) 250	LE (P4) 500
wegen_gemeente	83,19	72,71	96,16	--	--	--	--
wegen_gemeente	77,48	66,86	90,45	--	--	--	--
wegen_gemeente	81,80	71,45	94,80	--	--	--	--
wegen_gemeente	81,80	71,45	94,80	--	--	--	--
wegen_gemeente	83,19	72,71	96,16	--	--	--	--
wegen_gemeente	72,48	62,07	85,47	--	--	--	--
wegen_gemeente	82,75	72,27	95,73	--	--	--	--
wegen_gemeente	80,88	70,96	93,90	--	--	--	--
wegen_gemeente	81,85	71,58	94,85	--	--	--	--
wegen_gemeente	82,36	72,07	95,36	--	--	--	--
wegen_gemeente	82,36	72,07	95,36	--	--	--	--
wegen_gemeente	81,85	71,58	94,85	--	--	--	--
wegen_gemeente	81,85	71,58	94,85	--	--	--	--
wegen_gemeente	83,21	72,79	96,20	--	--	--	--
wegen_gemeente	83,21	72,79	96,20	--	--	--	--
wegen_gemeente	80,88	70,96	93,90	--	--	--	--
wegen_gemeente	80,88	70,96	93,90	--	--	--	--
wegen_gemeente	81,85	71,58	94,85	--	--	--	--
wegen_gemeente	81,85	71,58	94,85	--	--	--	--
wegen_gemeente	82,36	72,07	95,36	--	--	--	--

Model: Wegverkeer 2030
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Wegen, voor rekenmethode Wegverkeerslawaai - RMW-2012

Groep	LE (P4) 1k	LE (P4) 2k	LE (P4) 4k	LE (P4) 8k	LE (P4) Totaal
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--
wegen_gemeente	--	--	--	--	--

Model: Scheepvaart
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Mobiele bron, voor rekenmethode Industrielawaai - IL

Naam	Omschr.	ISO_H	ISO M.	Lengte	Aant.puntbr	Gem.snelheid	Aantal(D)
01	Scheepvaart amsterdam rijnkanaal	4,00	--	4141,25	166	14	70
02	Lek	4,00	--	3488,65	140	14	26

Model: Scheepvaart
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Mobiele bron, voor rekenmethode Industrielawaai - IL

Naam	Aantal(A)	Aantal(N)	Cb(D)	Cb(A)	Cb(N)	Lwr 31	Lwr 63	Lwr 125	Lwr 250	Lwr 500	Lwr 1k	Lwr 2k
01	15	16	19,83	21,75	24,48	75,00	92,00	101,00	102,00	105,00	105,00	103,00
02	5	3	24,14	26,53	31,76	75,00	92,00	101,00	102,00	105,00	105,00	103,00

Model: Scheepvaart
versie 3 - R068362ab.18c9xcf.dv geluid en slagschaduw aanvr. omgevingsverg. - 068362ab
Groep: (hoofdgroep)
Lijst van Mobiele bron, voor rekenmethode Industrielawaai - IL

Naam	Lwr 4k	Lwr 8k	Lwr Totaal
01	99,00	95,00	110,95
02	99,00	95,00	110,95

LBP|SIGHT

Bijlage IV

Rekenresultaten windturbinegeluid

Rapport: Resultatentabel
Model: eerste model - 6 turbinetypes
LAeq totaalresultaten voor toetspunten
Groep: Nordex N131 - 3.9MW@145
Groepsreductie: Nee

Naam Toetspunt	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
3945LA11_A	Kapelleweg 11	5,00	37,5	38,0	38,7	44,9
3945LA1b_A	Kapelleweg 1b	5,00	33,5	34,0	34,6	40,9
3945LA3_A	Kapelleweg 3	5,00	34,1	34,6	35,2	41,4
3945LA5_A	Kapelleweg 5	5,00	35,2	35,7	36,3	42,5
3945LA6_A	Kapelleweg 6	5,00	39,4	39,9	40,5	46,7
3945LA7_A	Kapelleweg 7	5,00	36,4	36,9	37,5	43,7
3945LA9_A	Kapelleweg 9	5,00	37,0	37,6	38,2	44,4
3961MD52_A	Lekdijk West 52	5,00	34,5	35,0	35,6	41,8
3961MD53_A	Lekdijk West 53	5,00	35,8	36,3	36,9	43,1
3961ME2_A	Hoeksedijk 2	5,00	39,5	40,0	40,7	46,9
3961MN 33_	Wijkersloot 33	5,00	30,4	31,0	31,6	37,8
3997ML144_	Beusichemseweg 144	5,00	34,4	34,9	35,6	41,8
3997MP20_A	Kapelleweg 20	5,00	39,6	40,1	40,7	46,9
3997MP25_A	Kapelleweg 25	5,00	40,6	41,2	41,8	48,0
3997MP25a_	Kapelleweg 25a	5,00	40,6	41,1	41,7	48,0
3997MR19_A	Nachtdijk 19	5,00	37,0	37,5	38,1	44,3
3997MR25_A	Nachtdijk 25	5,00	42,8	43,3	43,9	50,1
3998NA2_A	Zuwedijk 2	5,00	38,5	39,0	39,6	45,8
3998NH4_A	Lekdijk 4	5,00	39,4	39,9	40,5	46,7
3998NL69_A	Beusichemseweg 69	5,00	42,3	42,8	43,4	49,6
3998NL71_A	Beusichemseweg 71	5,00	42,5	43,0	43,7	49,9
3998NM1_A	Hoeksedijk 1	5,00	37,0	37,5	38,1	44,3
3998NM3_A	Hoeksedijk 3	5,00	39,8	40,3	40,9	47,1
B3998NA6_A	BW - Zuwedijk 6	5,00	45,0	45,5	46,1	52,3
B3998NL146	BW - Beusichemseweg 146	5,00	43,7	44,2	44,9	51,1

Alle getoonde dB-waarden zijn A-gewogen

Rapport: Resultatentabel
Model: eerste model - 6 turbinetypes
LAeq totaalresultaten voor toetspunten
Groep: Nordex N149 - 4.0-4.5MW@164
Groepsreductie: Nee

Naam Toetspunt	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
3945LA11_A	Kapelleweg 11	5,00	37,7	38,3	38,9	45,1
3945LA1b_A	Kapelleweg 1b	5,00	33,7	34,3	34,9	41,1
3945LA3_A	Kapelleweg 3	5,00	34,3	34,9	35,5	41,7
3945LA5_A	Kapelleweg 5	5,00	35,4	36,0	36,6	42,8
3945LA6_A	Kapelleweg 6	5,00	39,5	40,1	40,7	46,9
3945LA7_A	Kapelleweg 7	5,00	36,6	37,2	37,8	44,0
3945LA9_A	Kapelleweg 9	5,00	37,2	37,8	38,4	44,6
3961MD52_A	Lekdijk West 52	5,00	34,7	35,3	35,9	42,1
3961MD53_A	Lekdijk West 53	5,00	35,9	36,5	37,2	43,4
3961ME2_A	Hoeksedijk 2	5,00	39,6	40,1	40,8	47,0
3961MN 33_	Wijkersloot 33	5,00	30,7	31,3	31,9	38,1
3997ML144_	Beusichemseweg 144	5,00	34,6	35,2	35,9	42,1
3997MP20_A	Kapelleweg 20	5,00	39,7	40,3	40,9	47,1
3997MP25_A	Kapelleweg 25	5,00	40,7	41,3	42,0	48,2
3997MP25a_	Kapelleweg 25a	5,00	40,7	41,3	41,9	48,1
3997MR19_A	Nachtdijk 19	5,00	37,1	37,7	38,4	44,6
3997MR25_A	Nachtdijk 25	5,00	42,7	43,3	43,9	50,1
3998NA2_A	Zuwedijk 2	5,00	38,6	39,2	39,8	46,0
3998NH4_A	Lekdijk 4	5,00	39,5	40,1	40,7	46,9
3998NL69_A	Beusichemseweg 69	5,00	42,3	42,9	43,5	49,7
3998NL71_A	Beusichemseweg 71	5,00	42,5	43,1	43,8	50,0
3998NM1_A	Hoeksedijk 1	5,00	37,1	37,7	38,3	44,5
3998NM3_A	Hoeksedijk 3	5,00	39,8	40,4	41,0	47,2
B3998NA6_A	BW - Zuwedijk 6	5,00	44,6	45,2	45,9	52,1
B3998NL146	BW - Beusichemseweg 146	5,00	43,6	44,2	44,8	51,0

Alle getoonde dB-waarden zijn A-gewogen

Rapport: Resultatentabel
Model: eerste model - 6 turbinetypes
LAeq totaalresultaten voor toetspunten
Groep: Senvion 4.2M148 - 4.2MW@165
Groepsreductie: Nee

Naam Toetspunt	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
3945LA11_A	Kapelleweg 11	5,00	37,3	37,8	38,2	44,4
3945LA1b_A	Kapelleweg 1b	5,00	33,3	33,8	34,1	40,4
3945LA3_A	Kapelleweg 3	5,00	33,9	34,4	34,7	41,0
3945LA5_A	Kapelleweg 5	5,00	35,0	35,5	35,8	42,1
3945LA6_A	Kapelleweg 6	5,00	39,1	39,6	40,0	46,2
3945LA7_A	Kapelleweg 7	5,00	36,2	36,7	37,0	43,3
3945LA9_A	Kapelleweg 9	5,00	36,8	37,3	37,7	43,9
3961MD52_A	Lekdijk West 52	5,00	34,3	34,8	35,1	41,4
3961MD53_A	Lekdijk West 53	5,00	35,6	36,0	36,4	42,7
3961ME2_A	Hoeksedijk 2	5,00	39,3	39,7	40,1	46,4
3961MN 33_	Wijkersloot 33	5,00	30,3	30,8	31,1	37,4
3997ML144_	Beusichemseweg 144	5,00	34,3	34,7	35,1	41,4
3997MP20_A	Kapelleweg 20	5,00	39,4	39,8	40,2	46,5
3997MP25_A	Kapelleweg 25	5,00	40,4	40,9	41,2	47,5
3997MP25a_	Kapelleweg 25a	5,00	40,4	40,8	41,2	47,5
3997MR19_A	Nachtdijk 19	5,00	36,8	37,3	37,6	43,9
3997MR25_A	Nachtdijk 25	5,00	42,4	42,9	43,3	49,5
3998NA2_A	Zuwedijk 2	5,00	38,2	38,7	39,1	45,3
3998NH4_A	Lekdijk 4	5,00	39,1	39,6	40,0	46,2
3998NL69_A	Beusichemseweg 69	5,00	42,0	42,5	42,8	49,1
3998NL71_A	Beusichemseweg 71	5,00	42,2	42,7	43,1	49,3
3998NM1_A	Hoeksedijk 1	5,00	36,7	37,2	37,6	43,8
3998NM3_A	Hoeksedijk 3	5,00	39,5	40,0	40,3	46,6
B3998NA6_A	BW - Zuwedijk 6	5,00	44,4	44,9	45,2	51,5
B3998NL146	BW - Beusichemseweg 146	5,00	43,3	43,8	44,2	50,4

Alle getoonde dB-waarden zijn A-gewogen

Rapport: Resultatentabel
Model: eerste model - 6 turbinetypes
LAeq totaalresultaten voor toetspunten
Groep: Senvion 3.7M140 - 3.7MW@160
Groepsreductie: Nee

Naam Toetspunt	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
3945LA11_A	Kapelleweg 11	5,00	36,9	37,4	37,8	44,0
3945LA1b_A	Kapelleweg 1b	5,00	32,9	33,4	33,8	40,0
3945LA3_A	Kapelleweg 3	5,00	33,4	33,9	34,3	40,6
3945LA5_A	Kapelleweg 5	5,00	34,5	35,0	35,4	41,7
3945LA6_A	Kapelleweg 6	5,00	38,7	39,2	39,6	45,8
3945LA7_A	Kapelleweg 7	5,00	35,8	36,2	36,6	42,9
3945LA9_A	Kapelleweg 9	5,00	36,4	36,9	37,3	43,5
3961MD52_A	Lekdijk West 52	5,00	33,9	34,4	34,8	41,0
3961MD53_A	Lekdijk West 53	5,00	35,1	35,6	36,0	42,3
3961ME2_A	Hoeksedijk 2	5,00	38,8	39,3	39,7	46,0
3961MN 33_	Wijkersloot 33	5,00	29,9	30,3	30,7	37,0
3997ML144_	Beusichemseweg 144	5,00	33,8	34,3	34,7	40,9
3997MP20_A	Kapelleweg 20	5,00	38,9	39,4	39,8	46,1
3997MP25_A	Kapelleweg 25	5,00	40,0	40,5	40,9	47,1
3997MP25a_	Kapelleweg 25a	5,00	39,9	40,4	40,8	47,1
3997MR19_A	Nachtdijk 19	5,00	36,3	36,8	37,2	43,5
3997MR25_A	Nachtdijk 25	5,00	42,0	42,5	42,9	49,2
3998NA2_A	Zuwedijk 2	5,00	37,8	38,3	38,7	45,0
3998NH4_A	Lekdijk 4	5,00	38,7	39,2	39,6	45,8
3998NL69_A	Beusichemseweg 69	5,00	41,6	42,1	42,5	48,7
3998NL71_A	Beusichemseweg 71	5,00	41,8	42,3	42,7	49,0
3998NM1_A	Hoeksedijk 1	5,00	36,3	36,8	37,2	43,5
3998NM3_A	Hoeksedijk 3	5,00	39,1	39,6	40,0	46,2
B3998NA6_A	BW - Zuwedijk 6	5,00	44,1	44,6	45,0	51,2
B3998NL146	BW - Beusichemseweg 146	5,00	43,0	43,4	43,8	50,1

Alle getoonde dB-waarden zijn A-gewogen

Rapport: Resultatentabel
Model: eerste model - 6 turbinetypes
LAeq totaalresultaten voor toetspunten
Groep: Vestas V136 - 3.6MW@149
Groepsreductie: Nee

Naam Toetspunt	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
3945LA11_A	Kapelleweg 11	5,00	37,6	38,1	38,7	44,9
3945LA1b_A	Kapelleweg 1b	5,00	33,5	34,1	34,7	40,9
3945LA3_A	Kapelleweg 3	5,00	34,1	34,6	35,2	41,4
3945LA5_A	Kapelleweg 5	5,00	35,2	35,8	36,3	42,6
3945LA6_A	Kapelleweg 6	5,00	39,4	39,9	40,5	46,7
3945LA7_A	Kapelleweg 7	5,00	36,4	37,0	37,6	43,8
3945LA9_A	Kapelleweg 9	5,00	37,1	37,6	38,2	44,4
3961MD52_A	Lekdijk West 52	5,00	34,5	35,1	35,6	41,9
3961MD53_A	Lekdijk West 53	5,00	35,8	36,3	36,9	43,1
3961ME2_A	Hoeksedijk 2	5,00	39,5	40,1	40,6	46,9
3961MN 33_	Wijkersloot 33	5,00	30,5	31,0	31,6	37,8
3997ML144_	Beusichemseweg 144	5,00	34,4	35,0	35,6	41,8
3997MP20_A	Kapelleweg 20	5,00	39,6	40,1	40,7	46,9
3997MP25_A	Kapelleweg 25	5,00	40,6	41,2	41,8	48,0
3997MP25a_	Kapelleweg 25a	5,00	40,6	41,2	41,7	48,0
3997MR19_A	Nachtdijk 19	5,00	37,0	37,5	38,1	44,3
3997MR25_A	Nachtdijk 25	5,00	42,7	43,3	43,8	50,0
3998NA2_A	Zuwedijk 2	5,00	38,5	39,0	39,6	45,8
3998NH4_A	Lekdijk 4	5,00	39,4	39,9	40,5	46,7
3998NL69_A	Beusichemseweg 69	5,00	42,3	42,8	43,4	49,6
3998NL71_A	Beusichemseweg 71	5,00	42,5	43,0	43,6	49,8
3998NM1_A	Hoeksedijk 1	5,00	37,0	37,5	38,1	44,3
3998NM3_A	Hoeksedijk 3	5,00	39,8	40,3	40,9	47,1
B3998NA6_A	BW - Zuwedijk 6	5,00	44,9	45,4	46,0	52,2
B3998NL146	BW - Beusichemseweg 146	5,00	43,7	44,2	44,8	51,0

Alle getoonde dB-waarden zijn A-gewogen

Rapport: Resultatentabel
Model: eerste model - 6 turbinetypes
LAeq totaalresultaten voor toetspunten
Groep: Vestas V150 - 4.0-4.2MW@166
Groepsreductie: Nee

Naam Toetspunt	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
3945LA11_A	Kapelleweg 11	5,00	37,1	37,7	38,2	44,4
3945LA1b_A	Kapelleweg 1b	5,00	33,2	33,8	34,3	40,6
3945LA3_A	Kapelleweg 3	5,00	33,8	34,3	34,9	41,1
3945LA5_A	Kapelleweg 5	5,00	34,9	35,4	36,0	42,2
3945LA6_A	Kapelleweg 6	5,00	38,9	39,4	40,0	46,2
3945LA7_A	Kapelleweg 7	5,00	36,0	36,6	37,1	43,4
3945LA9_A	Kapelleweg 9	5,00	36,7	37,2	37,8	44,0
3961MD52_A	Lekdijk West 52	5,00	34,2	34,7	35,3	41,5
3961MD53_A	Lekdijk West 53	5,00	35,4	35,9	36,5	42,7
3961ME2_A	Hoeksedijk 2	5,00	38,9	39,4	40,0	46,2
3961MN 33_	Wijkersloot 33	5,00	30,3	30,8	31,4	37,6
3997ML144_	Beusichemseweg 144	5,00	34,1	34,7	35,2	41,4
3997MP20_A	Kapelleweg 20	5,00	39,1	39,6	40,2	46,4
3997MP25_A	Kapelleweg 25	5,00	40,1	40,6	41,2	47,4
3997MP25a_	Kapelleweg 25a	5,00	40,0	40,6	41,1	47,3
3997MR19_A	Nachtdijk 19	5,00	36,6	37,1	37,7	43,9
3997MR25_A	Nachtdijk 25	5,00	42,0	42,6	43,1	49,3
3998NA2_A	Zuwedijk 2	5,00	37,9	38,5	39,0	45,3
3998NH4_A	Lekdijk 4	5,00	38,8	39,4	39,9	46,1
3998NL69_A	Beusichemseweg 69	5,00	41,5	42,1	42,6	48,9
3998NL71_A	Beusichemseweg 71	5,00	41,8	42,4	42,9	49,1
3998NM1_A	Hoeksedijk 1	5,00	36,5	37,0	37,6	43,8
3998NM3_A	Hoeksedijk 3	5,00	39,1	39,7	40,2	46,4
B3998NA6_A	BW - Zuwedijk 6	5,00	43,8	44,4	44,9	51,1
B3998NL146	BW - Beusichemseweg 146	5,00	42,9	43,4	44,0	50,2

Alle getoonde dB-waarden zijn A-gewogen

LBP|SIGHT

Bijlage V

Rekenresultaten windturbinegeluid met maatregelen

Rapport: Resultatentabel
Model: eerste model - 6 turbinetypes
LAeq totaalresultaten voor toetspunten
Groep: Nordex N131 - 3.9MW@145
Groepsreductie: Ja

Naam Toetspunt	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
3945LA11_A	Kapelleweg 11	5,00	37,5	36,5	35,5	42,3
3945LA1b_A	Kapelleweg 1b	5,00	33,5	32,8	32,7	39,2
3945LA3_A	Kapelleweg 3	5,00	34,1	33,3	33,2	39,7
3945LA5_A	Kapelleweg 5	5,00	35,2	34,2	34,0	40,6
3945LA6_A	Kapelleweg 6	5,00	39,4	38,5	37,0	43,9
3945LA7_A	Kapelleweg 7	5,00	36,4	35,3	34,8	41,5
3945LA9_A	Kapelleweg 9	5,00	37,0	36,0	35,2	42,0
3961MD52_A	Lekdijk West 52	5,00	34,5	34,2	34,5	40,9
3961MD53_A	Lekdijk West 53	5,00	35,8	35,5	35,9	42,2
3961ME2_A	Hoeksedijk 2	5,00	39,5	39,7	40,2	46,4
3961MN 33_	Wijkersloot 33	5,00	30,4	30,0	30,3	36,7
3997ML144_	Beusichemseweg 144	5,00	34,4	32,2	31,6	38,5
3997MP20_A	Kapelleweg 20	5,00	39,6	38,7	37,1	44,1
3997MP25_A	Kapelleweg 25	5,00	40,6	39,7	38,1	45,1
3997MP25a_	Kapelleweg 25a	5,00	40,6	39,6	38,0	45,0
3997MR19_A	Nachtdijk 19	5,00	37,0	35,4	34,4	41,3
3997MR25_A	Nachtdijk 25	5,00	42,8	40,2	39,8	46,7
3998NA2_A	Zuwedijk 2	5,00	38,5	36,1	35,5	42,5
3998NH4_A	Lekdijk 4	5,00	39,4	37,5	36,6	43,5
3998NL69_A	Beusichemseweg 69	5,00	42,3	41,7	39,9	46,9
3998NL71_A	Beusichemseweg 71	5,00	42,5	41,1	40,2	47,0
3998NM1_A	Hoeksedijk 1	5,00	37,0	36,8	37,2	43,5
3998NM3_A	Hoeksedijk 3	5,00	39,8	39,9	40,4	46,6
B3998NA6_A	BW - Zuwedijk 6	5,00	45,0	42,1	41,9	48,8
B3998NL146	BW - Beusichemseweg 146	5,00	43,7	41,6	41,4	48,1

Alle getoonde dB-waarden zijn A-gewogen

Rapport: Resultatentabel
Model: eerste model - 6 turbinetypes
LAeq totaalresultaten voor toetspunten
Groep: Nordex N149 - 4.0-4.5MW@164
Groepsreductie: Ja

Naam Toetspunt	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
3945LA11_A	Kapelleweg 11	5,00	37,7	36,7	35,5	42,4
3945LA1b_A	Kapelleweg 1b	5,00	33,7	33,0	32,9	39,4
3945LA3_A	Kapelleweg 3	5,00	34,3	33,5	33,3	39,9
3945LA5_A	Kapelleweg 5	5,00	35,4	34,5	34,2	40,8
3945LA6_A	Kapelleweg 6	5,00	39,5	38,7	36,8	43,9
3945LA7_A	Kapelleweg 7	5,00	36,6	35,6	34,9	41,6
3945LA9_A	Kapelleweg 9	5,00	37,2	36,3	35,3	42,0
3961MD52_A	Lekdijk West 52	5,00	34,7	34,5	34,7	41,1
3961MD53_A	Lekdijk West 53	5,00	35,9	35,8	36,1	42,4
3961ME2_A	Hoeksedijk 2	5,00	39,6	39,7	40,2	46,5
3961MN 33_	Wijkersloot 33	5,00	30,7	30,3	30,5	36,9
3997ML144_	Beusichemseweg 144	5,00	34,6	32,5	31,7	38,6
3997MP20_A	Kapelleweg 20	5,00	39,7	38,9	37,0	44,0
3997MP25_A	Kapelleweg 25	5,00	40,7	39,8	37,9	45,0
3997MP25a_	Kapelleweg 25a	5,00	40,7	39,8	37,8	44,9
3997MR19_A	Nachtdijk 19	5,00	37,1	35,6	34,4	41,4
3997MR25_A	Nachtdijk 25	5,00	42,7	40,3	39,7	46,6
3998NA2_A	Zuwedijk 2	5,00	38,6	36,4	35,6	42,6
3998NH4_A	Lekdijk 4	5,00	39,5	37,7	36,6	43,5
3998NL69_A	Beusichemseweg 69	5,00	42,3	41,8	39,5	46,7
3998NL71_A	Beusichemseweg 71	5,00	42,5	41,2	40,0	47,0
3998NM1_A	Hoeksedijk 1	5,00	37,1	37,0	37,4	43,7
3998NM3_A	Hoeksedijk 3	5,00	39,8	40,0	40,4	46,7
B3998NA6_A	BW - Zuwedijk 6	5,00	44,6	42,0	41,6	48,5
B3998NL146	BW - Beusichemseweg 146	5,00	43,6	41,7	41,3	48,1

Alle getoonde dB-waarden zijn A-gewogen

Rapport: Resultatentabel
Model: eerste model - 6 turbinetypes
LAeq totaalresultaten voor toetspunten
Groep: Senvion 3.7M140 - 3.7MW@160
Groepsreductie: Ja

Naam Toetspunt	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
3945LA11_A	Kapelleweg 11	5,00	36,9	37,4	35,5	42,3
3945LA1b_A	Kapelleweg 1b	5,00	32,9	33,4	32,3	38,9
3945LA3_A	Kapelleweg 3	5,00	33,4	33,9	32,7	39,4
3945LA5_A	Kapelleweg 5	5,00	34,5	35,0	33,7	40,3
3945LA6_A	Kapelleweg 6	5,00	38,7	39,2	37,2	44,1
3945LA7_A	Kapelleweg 7	5,00	35,8	36,2	34,6	41,4
3945LA9_A	Kapelleweg 9	5,00	36,4	36,9	35,1	41,9
3961MD52_A	Lekdijk West 52	5,00	33,9	34,4	33,9	40,3
3961MD53_A	Lekdijk West 53	5,00	35,1	35,6	35,2	41,6
3961ME2_A	Hoeksedijk 2	5,00	38,8	39,3	39,3	45,7
3961MN 33_	Wijkersloot 33	5,00	29,9	30,3	29,7	36,2
3997ML144_	Beusichemseweg 144	5,00	33,8	34,3	31,7	38,8
3997MP20_A	Kapelleweg 20	5,00	38,9	39,4	37,4	44,3
3997MP25_A	Kapelleweg 25	5,00	40,0	40,5	38,3	45,2
3997MP25a_	Kapelleweg 25a	5,00	39,9	40,4	38,3	45,2
3997MR19_A	Nachtdijk 19	5,00	36,3	36,8	34,5	41,5
3997MR25_A	Nachtdijk 25	5,00	42,0	42,5	39,8	46,9
3998NA2_A	Zuwedijk 2	5,00	37,8	38,3	35,7	42,8
3998NH4_A	Lekdijk 4	5,00	38,7	39,2	36,7	43,8
3998NL69_A	Beusichemseweg 69	5,00	41,6	42,1	40,1	47,0
3998NL71_A	Beusichemseweg 71	5,00	41,8	42,3	40,2	47,1
3998NM1_A	Hoeksedijk 1	5,00	36,3	36,8	36,5	42,9
3998NM3_A	Hoeksedijk 3	5,00	39,1	39,6	39,5	45,9
B3998NA6_A	BW - Zuwedijk 6	5,00	44,1	44,6	41,7	48,9
B3998NL146	BW - Beusichemseweg 146	5,00	43,0	43,5	41,2	48,1

Alle getoonde dB-waarden zijn A-gewogen

Rapport: Resultatentabel
Model: eerste model - 6 turbinetypes
LAeq totaalresultaten voor toetspunten
Groep: Senvion 4.2M148 - 4.2MW@165
Groepsreductie: Ja

Naam Toetspunt	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
3945LA11_A	Kapelleweg 11	5,00	37,3	37,8	35,3	42,4
3945LA1b_A	Kapelleweg 1b	5,00	33,3	33,8	32,4	39,1
3945LA3_A	Kapelleweg 3	5,00	33,9	34,4	32,8	39,6
3945LA5_A	Kapelleweg 5	5,00	35,0	35,5	33,7	40,5
3945LA6_A	Kapelleweg 6	5,00	39,1	39,6	36,9	44,0
3945LA7_A	Kapelleweg 7	5,00	36,2	36,7	34,6	41,5
3945LA9_A	Kapelleweg 9	5,00	36,8	37,3	35,0	42,0
3961MD52_A	Lekdijk West 52	5,00	34,3	34,8	34,1	40,6
3961MD53_A	Lekdijk West 53	5,00	35,6	36,1	35,4	41,9
3961ME2_A	Hoeksedijk 2	5,00	39,3	39,7	39,6	46,0
3961MN 33_	Wijkersloot 33	5,00	30,3	30,8	29,9	36,5
3997ML144_	Beusichemseweg 144	5,00	34,3	34,7	31,5	38,8
3997MP20_A	Kapelleweg 20	5,00	39,4	39,8	37,0	44,2
3997MP25_A	Kapelleweg 25	5,00	40,4	40,9	38,0	45,1
3997MP25a_	Kapelleweg 25a	5,00	40,4	40,8	37,9	45,1
3997MR19_A	Nachtdijk 19	5,00	36,8	37,3	34,3	41,5
3997MR25_A	Nachtdijk 25	5,00	42,4	42,9	39,5	46,9
3998NA2_A	Zuwedijk 2	5,00	38,3	38,7	35,4	42,8
3998NH4_A	Lekdijk 4	5,00	39,1	39,6	36,5	43,7
3998NL69_A	Beusichemseweg 69	5,00	42,0	42,5	39,7	46,9
3998NL71_A	Beusichemseweg 71	5,00	42,2	42,7	39,9	47,1
3998NM1_A	Hoeksedijk 1	5,00	36,7	37,2	36,7	43,2
3998NM3_A	Hoeksedijk 3	5,00	39,5	40,0	39,8	46,2
B3998NA6_A	BW - Zuwedijk 6	5,00	44,4	44,9	41,4	48,8
B3998NL146	BW - Beusichemseweg 146	5,00	43,3	43,8	41,0	48,2

Alle getoonde dB-waarden zijn A-gewogen

Rapport: Resultatentabel
Model: eerste model - 6 turbinetypes
LAeq totaalresultaten voor toetspunten
Groep: Vestas V136 - 3.6MW@149
Groepsreductie: Ja

Naam Toetspunt	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
3945LA11_A	Kapelleweg 11	5,00	37,2	37,8	35,4	42,4
3945LA1b_A	Kapelleweg 1b	5,00	33,4	33,9	32,6	39,2
3945LA3_A	Kapelleweg 3	5,00	33,9	34,4	33,0	39,7
3945LA5_A	Kapelleweg 5	5,00	35,0	35,6	33,8	40,6
3945LA6_A	Kapelleweg 6	5,00	38,9	39,4	37,1	44,1
3945LA7_A	Kapelleweg 7	5,00	36,2	36,7	34,6	41,5
3945LA9_A	Kapelleweg 9	5,00	36,8	37,3	35,1	42,0
3961MD52_A	Lekdijk West 52	5,00	34,4	35,0	34,4	40,9
3961MD53_A	Lekdijk West 53	5,00	35,7	36,3	35,8	42,2
3961ME2_A	Hoeksedijk 2	5,00	39,5	40,0	40,1	46,4
3961MN 33_	Wijkersloot 33	5,00	30,4	30,9	30,2	36,7
3997ML144_	Beusichemseweg 144	5,00	32,7	33,2	32,3	38,9
3997MP20_A	Kapelleweg 20	5,00	39,0	39,5	37,4	44,3
3997MP25_A	Kapelleweg 25	5,00	39,8	40,3	38,5	45,3
3997MP25a_	Kapelleweg 25a	5,00	39,8	40,3	38,4	45,3
3997MR19_A	Nachtdijk 19	5,00	35,8	36,3	34,9	41,6
3997MR25_A	Nachtdijk 25	5,00	40,6	41,1	40,5	47,0
3998NA2_A	Zuwedijk 2	5,00	36,6	37,1	36,3	42,8
3998NH4_A	Lekdijk 4	5,00	37,9	38,4	37,2	43,9
3998NL69_A	Beusichemseweg 69	5,00	42,0	42,6	39,8	47,0
3998NL71_A	Beusichemseweg 71	5,00	42,4	42,9	39,6	47,0
3998NM1_A	Hoeksedijk 1	5,00	36,9	37,5	37,1	43,5
3998NM3_A	Hoeksedijk 3	5,00	39,7	40,3	40,3	46,6
B3998NA6_A	BW - Zuwedijk 6	5,00	42,5	43,0	42,7	49,1
B3998NL146	BW - Beusichemseweg 146	5,00	43,6	44,1	40,5	48,0

Alle getoonde dB-waarden zijn A-gewogen

Rapport: Resultatentabel
Model: eerste model - 6 turbinetypes
LAeq totaalresultaten voor toetspunten
Groep: Vestas V150 - 4.0-4.2MW@166
Groepsreductie: Ja

Naam Toetspunt	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
3945LA11_A	Kapelleweg 11	5,00	37,1	37,7	35,6	42,5
3945LA1b_A	Kapelleweg 1b	5,00	33,2	33,8	32,6	39,3
3945LA3_A	Kapelleweg 3	5,00	33,8	34,3	33,1	39,7
3945LA5_A	Kapelleweg 5	5,00	34,9	35,4	33,9	40,6
3945LA6_A	Kapelleweg 6	5,00	38,9	39,4	37,2	44,2
3945LA7_A	Kapelleweg 7	5,00	36,0	36,6	34,8	41,6
3945LA9_A	Kapelleweg 9	5,00	36,7	37,2	35,3	42,1
3961MD52_A	Lekdijk West 52	5,00	34,2	34,7	34,2	40,7
3961MD53_A	Lekdijk West 53	5,00	35,4	35,9	35,5	41,9
3961ME2_A	Hoeksedijk 2	5,00	38,9	39,4	39,4	45,8
3961MN 33_	Wijkersloot 33	5,00	30,3	30,8	30,2	36,7
3997ML144_	Beusichemseweg 144	5,00	34,1	34,7	31,7	38,9
3997MP20_A	Kapelleweg 20	5,00	39,1	39,6	37,4	44,4
3997MP25_A	Kapelleweg 25	5,00	40,1	40,6	38,3	45,3
3997MP25a_	Kapelleweg 25a	5,00	40,0	40,6	38,3	45,2
3997MR19_A	Nachtdijk 19	5,00	36,6	37,1	34,5	41,6
3997MR25_A	Nachtdijk 25	5,00	42,0	42,6	39,4	46,7
3998NA2_A	Zuwedijk 2	5,00	37,9	38,5	35,4	42,7
3998NH4_A	Lekdijk 4	5,00	38,8	39,4	36,6	43,7
3998NL69_A	Beusichemseweg 69	5,00	41,5	42,1	40,0	46,9
3998NL71_A	Beusichemseweg 71	5,00	41,8	42,4	40,0	47,0
3998NM1_A	Hoeksedijk 1	5,00	36,5	37,0	36,7	43,1
3998NM3_A	Hoeksedijk 3	5,00	39,1	39,7	39,7	46,0
B3998NA6_A	BW - Zuwedijk 6	5,00	43,8	44,4	41,0	48,4
B3998NL146	BW - Beusichemseweg 146	5,00	42,9	43,4	40,9	47,9

Alle getoonde dB-waarden zijn A-gewogen

LBP|SIGHT

Bijlage VI

Berekening gecumuleerde geluidbelasting

LBP SIGHT

Berekening gecumuleerde geluidbelasting

De onderstaande wettelijke formules zijn gebruikt.

- windturbines: $L^*_{wtb} = 1{,}65L_{wtb} - 20{,}05$;
- wegverkeer: $L^*_{vl} = 1{,}0L_{vl} + 0$;
- scheepvaart (railverkeer): $L^*_{rl} = 0{,}95L_{rl} - 1{,}40$.

Berekende geluidbelasting

			N131	N149	3,7M140	4,2M148	V136	V150
	Scheepv.	Weg	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind
ID	*RL*	*VL*	*WT*	*WT*	*WT*	*WT*	*WT*	*WT*
3997ML144_ - Beusichemseweg 144	47,7	54,0	38,5	38,6	38,8	38,8	38,9	38,9
3998NL69_A - Beusichemseweg 69	42,4	46,4	46,9	46,7	47,0	46,9	47,0	46,9
3998NL71_A - Beusichemseweg 71	42,7	48,5	47,0	47,0	47,1	47,1	47,0	47,0
3998NL146_ - BW - Beusichemseweg 146	42,8	49,6	48,1	48,1	48,1	48,2	48,0	47,9
3998NA6_A - BW - Zuwedijk 6	43,7	55,8	48,8	48,5	48,9	48,8	49,1	48,4
3998NM1_A - Hoeksedijk 1	39,9	46,3	43,5	43,7	42,9	43,2	43,5	43,1
3961ME2_A - Hoeksedijk 2	46,0	36,3	46,4	46,5	45,7	46,0	46,4	45,8
3998NM3_A - Hoeksedijk 3	42,6	39,1	46,6	46,7	45,9	46,2	46,6	46,0
3945LA11_A - Kapelleweg 11	41,8	54,2	42,3	42,4	42,3	42,4	42,4	42,5
3945LA1b_A - Kapelleweg 1b	38,1	55,7	39,2	39,4	38,9	39,1	39,2	39,3
3997MP20_A - Kapelleweg 20	44,8	57,0	44,1	44,0	44,3	44,2	44,3	44,4
3997MP25_A - Kapelleweg 25	46,7	55,5	45,1	45,0	45,2	45,1	45,3	45,3
3997MP25a_ - Kapelleweg 25a	46,6	55,5	45,0	44,9	45,2	45,1	45,3	45,2
3945LA3_A - Kapelleweg 3	38,6	55,8	39,7	39,9	39,4	39,6	39,7	39,7
3945LA5_A - Kapelleweg 5	39,4	54,6	40,6	40,8	40,3	40,5	40,6	40,6
3945LA6_A - Kapelleweg 6	44,4	59,9	43,9	43,9	44,1	44,0	44,1	44,2
3945LA7_A - Kapelleweg 7	40,7	44,0	41,5	41,6	41,4	41,5	41,5	41,6
3945LA9_A - Kapelleweg 9	41,1	55,3	42,0	42,0	41,9	42,0	42,0	42,1
3998NH4_A - Lekdijk 4	41,0	52,7	43,5	43,5	43,8	43,7	43,9	43,7
3961MD52_A - Lekdijk West 52	38,7	50,3	40,9	41,1	40,3	40,6	40,9	40,7
3961MD53_A - Lekdijk West 53	39,1	52,0	42,2	42,4	41,6	41,9	42,2	41,9
3997MR19_A - Nachtdijk 19	41,9	51,1	41,3	41,4	41,5	41,5	41,6	41,6
3997MR25_A - Nachtdijk 25	53,3	56,4	46,7	46,6	46,9	46,9	47,0	46,7
3961MN 33_ - Wijkersloot 33	40,1	28,4	36,7	36,9	36,2	36,5	36,7	36,7
3998NA2_A - Zuwedijk 2	40,7	55,6	42,5	42,6	42,8	42,8	42,8	42,7

LBP SIGHT

Hinderequivalente geluidbelasting

ID	Scheepv. L*vl	Weg L*vl	N131 Wind L*wt	N149 Wind L*wt	3,7M140 Wind L*wt	4,2M148 Wind L*wt	V136 Wind L*wt	V150 Wind L*wt
3997ML144_ - Beusichemseweg 144	43,9	54,0	43,5	43,6	44,0	44,0	44,1	44,1
3998NL69_A - Beusichemseweg 69	38,9	46,4	57,3	57,0	57,5	57,3	57,5	57,3
3998NL71_A - Beusichemseweg 71	39,2	48,5	57,5	57,5	57,7	57,7	57,5	57,5
3998NL146_ - BW - Beusichemseweg 146	39,3	49,6	59,3	59,3	59,3	59,5	59,2	59,0
3998NA6_A - BW - Zuwedijk 6	40,1	55,8	60,5	60,0	60,6	60,5	61,0	59,8
3998NM1_A - Hoeksedijk 1	36,5	46,3	51,7	52,1	50,7	51,2	51,7	51,1
3961ME2_A - Hoeksedijk 2	42,3	36,3	56,5	56,7	55,4	55,9	56,5	55,5
3998NM3_A - Hoeksedijk 3	39,1	39,1	56,8	57,0	55,7	56,2	56,8	55,9
3945LA11_A - Kapelleweg 11	38,3	54,2	49,7	49,9	49,7	49,9	49,9	50,1
3945LA1b_A - Kapelleweg 1b	34,8	55,7	44,6	45,0	44,1	44,5	44,6	44,8
3997MP20_A - Kapelleweg 20	41,2	57,0	52,7	52,6	53,0	52,9	53,0	53,2
3997MP25_A - Kapelleweg 25	43,0	55,5	54,4	54,2	54,5	54,4	54,7	54,7
3997MP25a_ - Kapelleweg 25a	42,9	55,5	54,2	54,0	54,5	54,4	54,7	54,5
3945LA3_A - Kapelleweg 3	35,3	55,8	45,5	45,8	45,0	45,3	45,5	45,5
3945LA5_A - Kapelleweg 5	36,0	54,6	46,9	47,3	46,4	46,8	46,9	46,9
3945LA6_A - Kapelleweg 6	40,8	59,9	52,4	52,4	52,7	52,6	52,7	52,9
3945LA7_A - Kapelleweg 7	37,3	44,0	48,4	48,6	48,3	48,4	48,4	48,6
3945LA9_A - Kapelleweg 9	37,6	55,3	49,3	49,3	49,1	49,3	49,3	49,4
3998NH4_A - Lekdijk 4	37,6	52,7	51,7	51,7	52,2	52,1	52,4	52,1
3961MD52_A - Lekdijk West 52	35,4	50,3	47,4	47,8	46,4	46,9	47,4	47,1
3961MD53_A - Lekdijk West 53	35,7	52,0	49,6	49,9	48,6	49,1	49,6	49,1
3997MR19_A - Nachtdijk 19	38,4	51,1	48,1	48,3	48,4	48,4	48,6	48,6
3997MR25_A - Nachtdijk 25	49,2	56,4	57,0	56,8	57,3	57,3	57,5	57,0
3961MN 33_ - Wijkersloot 33	36,7	28,4	40,5	40,8	39,7	40,2	40,5	40,5
3998NA2_A - Zuwedijk 2	37,3	55,6	50,1	50,2	50,6	50,6	50,6	50,4

LBP SIGHT

Berekende gecumuleerde geluidbelasting

ID		N131	N149	3,7M140	4,2M148	V136	V150
	Lcum Bestaand	Lcum Nieuw	Lcum Nieuw	Lcum Nieuw	Lcum Nieuw	Lcum Nieuw	Lcum Nieuw
3997ML144_ - Beusichemseweg 144	54,4	54,7	54,8	54,8	54,8	54,8	54,8
3998NL69_A - Beusichemseweg 69	47,1	57,7	57,4	57,9	57,7	57,9	57,7
3998NL71_A - Beusichemseweg 71	49,0	58,1	58,1	58,2	58,2	58,1	58,1
3998NL146_ - BW - Beusichemseweg 146	50,0	59,8	59,8	59,8	59,9	59,6	59,5
3998NA6_A - BW - Zuwedijk 6	55,9	61,8	61,4	61,9	61,8	62,1	61,3
3998NM1_A - Hoeksedijk 1	46,7	52,9	53,2	52,2	52,5	52,9	52,4
3961ME2_A - Hoeksedijk 2	43,3	56,7	56,9	55,6	56,1	56,7	55,8
3998NM3_A - Hoeksedijk 3	42,1	57,0	57,1	55,9	56,3	57,0	56,0
3945LA11_A - Kapelleweg 11	54,3	55,6	55,7	55,6	55,7	55,7	55,7
3945LA1b_A - Kapelleweg 1b	55,7	56,1	56,1	56,0	56,0	56,1	56,1
3997MP20_A - Kapelleweg 20	57,1	58,5	58,4	58,5	58,5	58,5	58,6
3997MP25_A - Kapelleweg 25	55,7	58,1	58,0	58,2	58,1	58,3	58,3
3997MP25a_ - Kapelleweg 25a	55,7	58,0	58,0	58,2	58,1	58,3	58,2
3945LA3_A - Kapelleweg 3	55,8	56,2	56,2	56,2	56,2	56,2	56,2
3945LA5_A - Kapelleweg 5	54,7	55,3	55,4	55,3	55,3	55,3	55,3
3945LA6_A - Kapelleweg 6	60,0	60,7	60,7	60,7	60,7	60,7	60,7
3945LA7_A - Kapelleweg 7	44,8	50,0	50,1	49,9	50,0	50,0	50,1
3945LA9_A - Kapelleweg 9	55,4	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3	56,4
3998NH4_A - Lekdijk 4	52,8	55,3	55,3	55,5	55,5	55,6	55,5
3961MD52_A - Lekdijk West 52	50,4	52,2	52,3	51,9	52,0	52,2	52,1
3961MD53_A - Lekdijk West 53	52,1	54,0	54,2	53,7	53,9	54,0	53,9
3997MR19_A - Nachtdijk 19	51,3	53,0	53,1	53,1	53,1	53,2	53,2
3997MR25_A - Nachtdijk 25	57,2	60,1	60,0	60,3	60,3	60,3	60,1
3961MN 33_ - Wijkersloot 33	37,3	42,2	42,4	41,7	42,0	42,2	42,2
3998NA2_A - Zuwedijk 2	55,7	56,7	56,8	56,8	56,8	56,8	56,8

Toename gecumuleerde geluidbelasting

ID	N131	N149	3,7M140	4,2M148	V136	V150
	Toename					
3997ML144_ - Beusichemseweg 144	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
3998NL69_A - Beusichemseweg 69	10,6	10,3	10,8	10,6	10,8	10,6
3998NL71_A - Beusichemseweg 71	9,1	9,1	9,2	9,2	9,1	9,1
3998NL146_ - BW - Beusichemseweg 146	9,8	9,8	9,8	10,0	9,7	9,5
3998NA6_A - BW - Zuwedijk 6	5,9	5,5	6,0	5,9	6,2	5,4
3998NM1_A - Hoeksedijk 1	6,2	6,4	5,5	5,8	6,2	5,7
3961ME2_A - Hoeksedijk 2	13,4	13,6	12,3	12,8	13,4	12,5
3998NM3_A - Hoeksedijk 3	14,9	15,0	13,8	14,3	14,9	13,9
3945LA11_A - Kapelleweg 11	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4
3945LA1b_A - Kapelleweg 1b	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
3997MP20_A - Kapelleweg 20	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5
3997MP25_A - Kapelleweg 25	2,4	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5
3997MP25a_ - Kapelleweg 25a	2,3	2,2	2,5	2,4	2,5	2,5
3945LA3_A - Kapelleweg 3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4
3945LA5_A - Kapelleweg 5	0,7	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7
3945LA6_A - Kapelleweg 6	0,7	0,7	0,8	0,7	0,8	0,8
3945LA7_A - Kapelleweg 7	5,2	5,3	5,1	5,2	5,2	5,3
3945LA9_A - Kapelleweg 9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0
3998NH4_A - Lekdijk 4	2,5	2,5	2,7	2,6	2,8	2,6
3961MD52_A - Lekdijk West 52	1,8	1,9	1,5	1,6	1,8	1,7
3961MD53_A - Lekdijk West 53	1,9	2,1	1,6	1,8	1,9	1,8
3997MR19_A - Nachtdijk 19	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9
3997MR25_A - Nachtdijk 25	2,9	2,9	3,1	3,1	3,2	2,9
3961MN 33_ - Wijkersloot 33	4,9	5,1	4,4	4,7	4,9	4,9
3998NA2_A - Zuwedijk 2	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,1

LBP|SIGHT

Bijlage VII

Invoer en resultaten rekenmodel slagschaduw

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:36/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of NordexN131@145

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade
Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence	3 °
Day step for calculation	1 days
Time step for calculation	1 minutes

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2,00	3,00	3,90	5,80	6,70	6,50	6,60	6,10	4,60	3,60	2,10	1,60

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
366	637	526	516	436	729	819	1.192	1.173	804	576	523	8.297

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Height Contours: CONTOURLINE_ONLINEDATA_0.wpo
Obstacles used in calculation
Eye height for map: 1,5 m
Grid resolution: 10,0 m

All coordinates are in
Dutch Stereo-RD/NAP 2008

Scale 1:50.000
New WTG
Shadow receptor

WTGs

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	145.186	444.308	0,0	Nordex N131@145m	Yes	NORDEX	N131/3900-3.900	3.900	131,0	145,0	1.721	12,6
2	145.654	444.083	0,0	Nordex N131@145m	Yes	NORDEX	N131/3900-3.900	3.900	131,0	145,0	1.721	12,6
3	146.138	443.847	0,0	Nordex N131@145m	Yes	NORDEX	N131/3900-3.900	3.900	131,0	145,0	1.721	12,6
4	146.597	443.625	0,0	Nordex N131@145m	Yes	NORDEX	N131/3900-3.900	3.900	131,0	145,0	1.721	12,6

Shadow receptor-Input

No.	Name	X (east)	Y (north)	Z [m]	Width [m]	Height [m]	Elevation a.g.l. [m]	Slope of window [°]	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l. [m]
A	3998JD94	143.975	443.561	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
B	3998JD87	143.884	443.612	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
C	3997MR25	145.245	444.592	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
D	3945LA3	146.849	444.492	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
E	3945LA5	146.655	444.536	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
F	3998NH4	145.059	443.876	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
G	3945LA2a	146.597	444.662	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
H	3998NL146	145.984	443.654	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
I	3998JD88	143.902	443.607	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
J	3998NL71	145.844	443.698	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
K	3998JD91	143.915	443.580	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
L	3997MP25a	145.653	444.527	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
M	3998JK67a	143.939	443.655	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
N	3945LA11	146.154	444.551	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
O	3998NA2	144.834	444.003	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
P	3998JD89	143.909	443.605	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
Q	3998JD85	143.869	443.629	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
R	3998JD92	143.939	443.573	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
S	3998NA1	144.077	443.631	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
T	3997MR17	145.562	444.928	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
U	3945LA4	146.433	444.678	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
V	3998JD90	143.917	443.598	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
W	3998JD93	143.939	443.573	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
X	3961ME2	146.916	443.421	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0

To be continued on next page...

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:36/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of NordexN131@145

...continued from previous page

No.	Name	X (east)	Y (north)	Z [m]	Width [m]	Height [m]	Elevation a.g.l. [m]	Slope of window [°]	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l. [m]
Y	3998JD86	143.879	443.621	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
Z	3998JK68	144.020	443.593	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AA	3997MP20	145.786	444.555	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AB	3945LA1b	146.964	444.519	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AC	3997MP25	145.643	444.528	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AD	3945LA9	146.233	444.572	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AE	3945LA1a	147.464	444.515	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AF	3945LA7	146.419	444.532	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AG	3998NA6	145.130	444.134	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AH	3998JK68	144.020	443.629	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AI	3945LA2	146.620	444.667	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AJ	3997MR15	145.535	445.002	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AK	3998JD84	143.814	443.648	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AL	3997MR19	145.560	444.850	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AM	3945LA6	145.854	444.550	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AN	3997ML142	144.765	444.928	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AO	3997ML144	144.786	444.929	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AP	3998NL69	145.662	443.749	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AQ	3998JK67	143.939	443.655	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AR	3945LA1	147.505	444.514	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AS	3998NM3	146.771	443.297	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AT	3998NM1	146.677	443.089	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AU	3961MN33	147.685	443.922	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Name	Shadow, worst case: Shadow hours per year [h/year]	Shadow, worst case: Shadow days per year [days/year]	Shadow, worst case: Max shadow hours per day [h/day]	Shadow, expected values: Shadow hours per year [h/year]
A	3998JD94	19:08	55	0:25	4:51
B	3998JD87	23:35	75	0:23	6:04
C	3997MR25	280:18	164	3:05	47:55
D	3945LA3	44:15	127	0:35	7:49
E	3945LA5	71:30	151	0:40	11:53
F	3998NH4	98:08	162	0:53	23:45
G	3945LA2a	52:35	129	0:36	8:51
H	3998NL146	45:53	70	0:51	10:42
I	3998JD88	24:10	73	0:24	6:12
J	3998NL71	29:08	55	0:42	6:17
K	3998JD91	23:06	67	0:24	5:54
L	3997MP25a	250:23	187	2:18	39:39
M	3998JK67a	25:31	77	0:25	6:33
N	3945LA11	95:25	159	1:03	15:50
O	3998NA2	37:24	87	0:39	8:43
P	3998JD89	24:12	72	0:24	6:12
Q	3998JD85	21:44	80	0:23	5:37
R	3998JD92	21:59	62	0:24	5:36
S	3998NA1	27:54	86	0:27	7:05
T	3997MR17	71:03	88	1:03	10:15
U	3945LA4	44:22	117	0:34	7:41
V	3998JD90	23:58	70	0:24	6:08
W	3998JD93	21:59	62	0:24	5:36
X	3961ME2	39:00	78	0:38	8:43
Y	3998JD86	23:13	77	0:24	5:59
Z	3998JK68	26:42	85	0:26	6:47
AA	3997MP20	216:29	169	2:16	33:04
AB	3945LA1b	36:37	107	0:31	6:13
AC	3997MP25	250:30	188	2:18	39:42
AD	3945LA9	71:25	144	0:43	12:22
AE	3945LA1a	35:11	112	0:28	5:37
AF	3945LA7	76:31	148	0:46	13:03
AG	3998NA6	80:18	134	0:59	17:26

To be continued on next page...

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:36/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of NordexN131@145

...continued from previous page

No.	Name	Shadow, worst case: Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow, expected values: Shadow hours per year [h/year]
AH	3998JK68	30:31	93	0:26	7:46
AI	3945LA2	52:22	127	0:36	8:48
AJ	3997MR15	44:56	70	0:45	6:31
AK	3998JD84	14:55	54	0:23	3:55
AL	3997MR19	111:32	106	1:49	15:59
AM	3945LA6	205:36	168	2:10	31:44
AN	3997ML142	81:04	93	1:12	10:37
AO	3997ML144	82:44	91	1:12	10:49
AP	3998NL69	134:56	163	1:06	32:10
AQ	3998JK67	25:31	77	0:25	6:33
AR	3945LA1	29:24	93	0:27	4:48
AS	3998NM3	5:54	28	0:16	1:17
AT	3998NM1	0:00	0	0:00	0:00
AU	3961MN33	19:51	62	0:28	4:03

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	Nordex N131@145m	515:18	94:08
2	Nordex N131@145m	692:04	125:52
3	Nordex N131@145m	523:57	91:41
4	Nordex N131@145m	196:56	32:57

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:35/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of NordexN149@164

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade
Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence	3 °
Day step for calculation	1 days
Time step for calculation	1 minutes

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) []

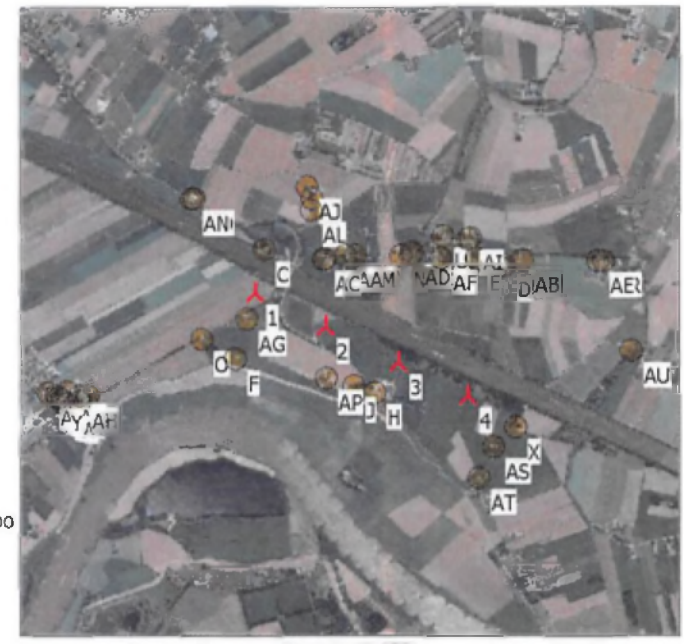
Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2,00	3,00	3,90	5,80	6,70	6,50	6,60	6,10	4,60	3,60	2,10	1,60

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
366	637	526	516	436	729	819	1.192	1.173	804	576	523	8.297

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Height Contours: CONTOURLINE_ONLINEDATA_0.wpo
Obstacles used in calculation
Eye height for map: 1,5 m
Grid resolution: 10,0 m

All coordinates are in
Dutch Stereo-RD/NAP 2008



Scale 1:50.000
New WTG Shadow receptor

WTGs

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	145.186	444.308	0,0	Nordex N149@164m	Yes	NORDEX	N149/4.0-4.5-4.500	4.500	149,0	164,0	1.805	10,7
2	145.654	444.083	0,0	Nordex N149@164m	Yes	NORDEX	N149/4.0-4.5-4.500	4.500	149,0	164,0	1.805	10,7
3	146.138	443.847	0,0	Nordex N149@164m	Yes	NORDEX	N149/4.0-4.5-4.500	4.500	149,0	164,0	1.805	10,7
4	146.597	443.625	0,0	Nordex N149@164m	Yes	NORDEX	N149/4.0-4.5-4.500	4.500	149,0	164,0	1.805	10,7

Shadow receptor-Input

No.	Name	X (east)	Y (north)	Z [m]	Width [m]	Height [m]	Elevation a.g.l. [m]	Slope of window [°]	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l. [m]
A	3998JD94	143.975	443.561	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
B	3998JD87	143.884	443.612	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
C	3997MR25	145.245	444.592	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
D	3945LA3	146.849	444.492	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
E	3945LA5	146.655	444.536	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
F	3998NH4	145.059	443.876	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
G	3945LA2a	146.597	444.662	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
H	3998NL146	145.984	443.654	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
I	3998JD88	143.902	443.607	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
J	3998NL71	145.844	443.698	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
K	3998JD91	143.915	443.580	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
L	3997MP25a	145.653	444.527	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
M	3998JK67a	143.939	443.655	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
N	3945LA11	146.154	444.551	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
O	3998NA2	144.834	444.003	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
P	3998JD89	143.909	443.605	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
Q	3998JD85	143.869	443.629	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
R	3998JD92	143.939	443.573	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
S	3998NA1	144.077	443.631	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
T	3997MR17	145.562	444.928	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
U	3945LA4	146.433	444.678	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
V	3998JD90	143.917	443.598	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
W	3998JD93	143.939	443.573	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
X	3961ME2	146.916	443.421	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0

To be continued on next page...

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated
18-12-2018 16:35/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of NordexN149@164

...continued from previous page

No.	Name	X (east)	Y (north)	Z [m]	Width [m]	Height [m]	Elevation a.g.l. [m]	Slope of window [°]	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l. [m]
Y	3998JD86	143.879	443.621	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
Z	3998JK68	144.020	443.593	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AA	3997MP20	145.786	444.555	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AB	3945LA1b	146.964	444.519	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AC	3997MP25	145.643	444.528	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AD	3945LA9	146.233	444.572	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AE	3945LA1a	147.464	444.515	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AF	3945LA7	146.419	444.532	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AG	3998NA6	145.130	444.134	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AH	3998JK68	144.020	443.629	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AI	3945LA2	146.620	444.667	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AJ	3997MR15	145.535	445.002	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AK	3998JD84	143.814	443.648	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AL	3997MR19	145.560	444.850	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AM	3945LA6	145.854	444.550	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AN	3997ML142	144.765	444.928	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AO	3997ML144	144.786	444.929	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AP	3998NL69	145.662	443.749	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AQ	3998JK67	143.939	443.655	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AR	3945LA1	147.505	444.514	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AS	3998NM3	146.771	443.297	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AT	3998NM1	146.677	443.089	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AU	3961MN33	147.685	443.922	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Name	Shadow, worst case: Shadow hours per year [h/year]	Shadow, worst case: Shadow days per year [days/year]	Shadow, worst case: Max shadow hours per day [h/day]	Shadow, expected values: Shadow hours per year [h/year]
A	3998JD94	28:17	85	0:27	7:11
B	3998JD87	28:11	73	0:27	7:13
C	3997MR25	301:43	161	3:15	54:25
D	3945LA3	72:35	171	0:39	12:23
E	3945LA5	89:02	172	0:44	15:01
F	3998NH4	109:30	167	1:00	26:23
G	3945LA2a	72:14	147	0:42	12:12
H	3998NL146	59:29	82	0:58	14:05
I	3998JD88	27:39	70	0:27	7:04
J	3998NL71	37:00	61	0:47	8:10
K	3998JD91	25:13	64	0:27	6:26
L	3997MP25a	306:44	212	2:35	50:17
M	3998JK67a	38:20	106	0:28	9:46
N	3945LA11	146:15	187	1:28	23:53
O	3998NA2	54:57	118	0:44	12:35
P	3998JD89	27:24	69	0:27	7:00
Q	3998JD85	28:32	78	0:26	7:19
R	3998JD92	31:36	93	0:27	8:03
S	3998NA1	30:17	87	0:28	7:40
T	3997MR17	119:02	102	2:04	16:55
U	3945LA4	69:39	146	0:40	11:49
V	3998JD90	34:44	98	0:27	8:51
W	3998JD93	31:36	93	0:27	8:03
X	3961ME2	40:21	76	0:40	9:00
Y	3998JD86	28:23	75	0:26	7:16
Z	3998JK68	29:16	86	0:28	7:26
AA	3997MP20	273:18	191	2:29	42:47
AB	3945LA1b	65:35	162	0:36	11:13
AC	3997MP25	306:56	212	2:34	50:21
AD	3945LA9	119:07	175	1:20	19:46
AE	3945LA1a	39:00	110	0:31	6:25
AF	3945LA7	111:38	172	1:15	18:40
AG	3998NA6	103:10	153	1:06	22:45

To be continued on next page...

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:35/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of NordexN149@164

...continued from previous page

No.	Name	Shadow, worst case: Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow, expected values: Shadow hours per year [h/year]
AH	3998JK68	34:05	93	0:29	8:39
AI	3945LA2	71:32	149	0:41	12:03
AJ	3997MR15	79:34	84	1:37	11:14
AK	3998JD84	22:54	77	0:26	5:56
AL	3997MR19	162:21	118	2:13	23:31
AM	3945LA6	260:51	190	2:24	41:08
AN	3997ML142	106:58	104	1:40	14:24
AO	3997ML144	110:30	103	1:42	14:50
AP	3998NL69	151:45	165	1:14	36:04
AQ	3998JK67	38:20	106	0:28	9:46
AR	3945LA1	34:33	96	0:30	5:45
AS	3998NM3	3:34	21	0:13	0:46
AT	3998NM1	0:00	0	0:00	0:00
AU	3961MN33	25:24	65	0:32	5:14

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	Nordex N149@164m	583:57	109:45
2	Nordex N149@164m	810:22	151:18
3	Nordex N149@164m	653:48	113:17
4	Nordex N149@164m	299:06	49:06

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:33/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of Senvion4.2M148@165

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade
Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence	3 °
Day step for calculation	1 days
Time step for calculation	1 minutes

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2,00	3,00	3,90	5,80	6,70	6,50	6,60	6,10	4,60	3,60	2,10	1,60

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
366	637	526	516	436	729	819	1.192	1.173	804	576	523	8.297

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Height Contours: CONTOURLINE_ONLINEDATA_0.wpo
Obstacles used in calculation
Eye height for map: 1,5 m
Grid resolution: 10,0 m

All coordinates are in
Dutch Stereo-RD/NAP 2008

Scale 1:50.000
New WTG Shadow receptor

WTGs

	X (east)	Y (north)	Z	Row data/Description	WTG type Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Shadow data Calculation distance	RPM
			[m]					[kW]	[m]	[m]	[m]	[RPM]
1	145.186	444.308	0,0	Senvion 4.2M148@165m	Yes	NORDEX	N149/4.0-4.5-4.500	4.500	149,0	165,0	1.805	10,7
2	145.654	444.083	0,0	Senvion 4.2M148@165m	Yes	NORDEX	N149/4.0-4.5-4.500	4.500	149,0	165,0	1.805	10,7
3	146.138	443.847	0,0	Senvion 4.2M148@165m	Yes	NORDEX	N149/4.0-4.5-4.500	4.500	149,0	165,0	1.805	10,7
4	146.597	443.625	0,0	Senvion 4.2M148@165m	Yes	NORDEX	N149/4.0-4.5-4.500	4.500	149,0	165,0	1.805	10,7

Shadow receptor-Input

No.	Name	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
				[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
A	3998JD94	143.975	443.561	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
B	3998JD87	143.884	443.612	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
C	3997MR25	145.245	444.592	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
D	3945LA3	146.849	444.492	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
E	3945LA5	146.655	444.536	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
F	3998NH4	145.059	443.876	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
G	3945LA2a	146.597	444.662	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
H	3998NL146	145.984	443.654	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
I	3998JD88	143.902	443.607	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
J	3998NL71	145.844	443.698	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
K	3998JD91	143.915	443.580	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
L	3997MP25a	145.653	444.527	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
M	3998JK67a	143.939	443.655	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
N	3945LA11	146.154	444.551	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
O	3998NA2	144.834	444.003	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
P	3998JD89	143.909	443.605	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
Q	3998JD85	143.869	443.629	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
R	3998JD92	143.939	443.573	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
S	3998NA1	144.077	443.631	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
T	3997MR17	145.562	444.928	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
U	3945LA4	146.433	444.678	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
V	3998JD90	143.917	443.598	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
W	3998JD93	143.939	443.573	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
X	3961ME2	146.916	443.421	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0

To be continued on next page...

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:33/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of Senvion4.2M148@165

...continued from previous page

No.	Name	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
				[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
Y	3998JD86	143.879	443.621	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
Z	3998JK68	144.020	443.593	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AA	3997MP20	145.786	444.555	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AB	3945LA1b	146.964	444.519	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AC	3997MP25	145.643	444.528	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AD	3945LA9	146.233	444.572	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AE	3945LA1a	147.464	444.515	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AF	3945LA7	146.419	444.532	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AG	3998NA6	145.130	444.134	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AH	3998JK68	144.020	443.629	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AI	3945LA2	146.620	444.667	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AJ	3997MR15	145.535	445.002	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AK	3998JD84	143.814	443.648	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AL	3997MR19	145.560	444.850	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AM	3945LA6	145.854	444.550	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AN	3997ML142	144.765	444.928	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AO	3997ML144	144.786	444.929	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AP	3998NL69	145.662	443.749	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AQ	3998JK67	143.939	443.655	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AR	3945LA1	147.505	444.514	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AS	3998NM3	146.771	443.297	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AT	3998NM1	146.677	443.089	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AU	3961MN33	147.685	443.922	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0

Calculation Results

Shadow receptor

		Shadow, worst case			Shadow, expected values
No.	Name	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	3998JD94	28:12	86	0:27	7:10
B	3998JD87	28:09	73	0:27	7:12
C	3997MR25	298:53	160	3:16	54:04
D	3945LA3	72:59	172	0:39	12:27
E	3945LA5	89:44	171	0:44	15:07
F	3998NH4	109:06	166	1:00	26:17
G	3945LA2a	72:50	150	0:42	12:17
H	3998NL146	59:31	81	0:58	14:06
I	3998JD88	27:34	70	0:27	7:03
J	3998NL71	37:10	62	0:47	8:13
K	3998JD91	24:56	64	0:27	6:21
L	3997MP25a	306:35	211	2:34	50:19
M	3998JK67a	38:14	105	0:28	9:44
N	3945LA11	147:17	188	1:28	24:03
O	3998NA2	54:58	118	0:44	12:36
P	3998JD89	27:19	69	0:27	6:59
Q	3998JD85	28:28	77	0:26	7:18
R	3998JD92	31:32	93	0:27	8:02
S	3998NA1	30:00	86	0:28	7:36
T	3997MR17	120:38	102	2:04	17:09
U	3945LA4	70:06	144	0:41	11:54
V	3998JD90	34:34	98	0:27	8:48
W	3998JD93	31:32	93	0:27	8:02
X	3961ME2	40:08	76	0:40	8:57
Y	3998JD86	28:27	75	0:27	7:17
Z	3998JK68	29:05	86	0:28	7:23
AA	3997MP20	273:18	191	2:29	42:48
AB	3945LA1b	65:54	162	0:36	11:16
AC	3997MP25	306:43	213	2:35	50:23
AD	3945LA9	120:28	176	1:20	19:59
AE	3945LA1a	38:41	107	0:31	6:23
AF	3945LA7	112:29	173	1:15	18:48
AG	3998NA6	103:30	153	1:06	22:50

To be continued on next page...

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:33/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of Senvion4.2M148@165

...continued from previous page

No.	Name	Shadow, worst case: Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow, expected values: Shadow hours per year [h/year]
AH	3998JK68	33:55	94	0:29	8:37
AI	3945LA2	71:49	149	0:41	12:06
AJ	3997MR15	81:09	85	1:40	11:26
AK	3998JD84	23:07	79	0:26	5:59
AL	3997MR19	163:16	118	2:13	23:40
AM	3945LA6	261:26	191	2:25	41:15
AN	3997ML142	106:58	105	1:40	14:25
AO	3997ML144	110:25	104	1:41	14:51
AP	3998NL69	151:15	164	1:15	35:57
AQ	3998JK67	38:14	105	0:28	9:44
AR	3945LA1	34:34	96	0:30	5:46
AS	3998NM3	3:16	20	0:12	0:42
AT	3998NM1	0:00	0	0:00	0:00
AU	3961MN33	25:30	65	0:32	5:16

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	Senvion 4.2M148@165m	582:02	109:33
2	Senvion 4.2M148@165m	810:18	151:26
3	Senvion 4.2M148@165m	654:57	113:23
4	Senvion 4.2M148@165m	302:03	49:33

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:34/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of Senvion3.7M140@160

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade
Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence	3 °
Day step for calculation	1 days
Time step for calculation	1 minutes

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) []

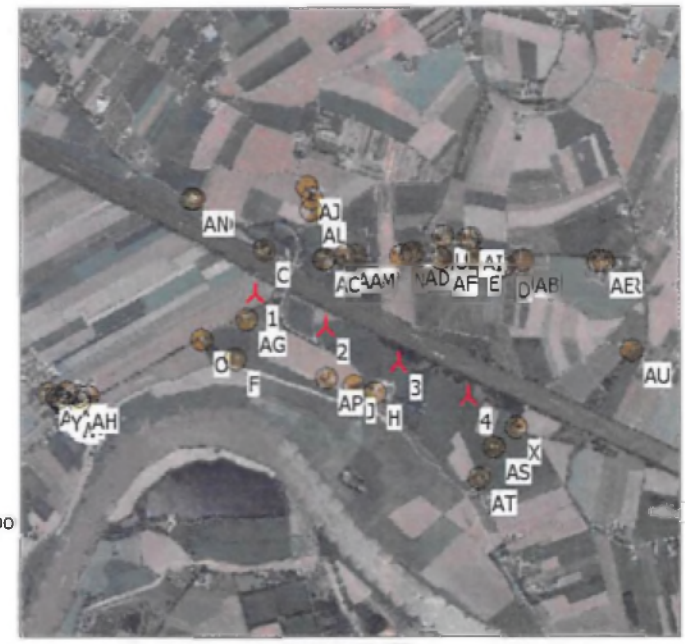
Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2,00	3,00	3,90	5,80	6,70	6,50	6,60	6,10	4,60	3,60	2,10	1,60

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
366	637	526	516	436	729	819	1.192	1.173	804	576	523	8.297

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Height Contours: CONTOURLINE_ONLINEDATA_0.wpo
Obstacles used in calculation
Eye height for map: 1,5 m
Grid resolution: 10,0 m

All coordinates are in
Dutch Stereo-RD/NAP 2008



Scale 1:50.000
New WTG Shadow receptor

WTGs

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	145.186	444.308	0,0	Senvion 3.7M140@160m	Yes	SENVION	3.4M140-3.400	3.400	140,0	160,0	1.754	0,0
2	145.654	444.083	0,0	Senvion 3.7M140@160m	Yes	SENVION	3.4M140-3.400	3.400	140,0	160,0	1.754	0,0
3	146.138	443.847	0,0	Senvion 3.7M140@160m	Yes	SENVION	3.4M140-3.400	3.400	140,0	160,0	1.754	0,0
4	146.597	443.625	0,0	Senvion 3.7M140@160m	Yes	SENVION	3.4M140-3.400	3.400	140,0	160,0	1.754	0,0

Shadow receptor-Input

No.	Name	X (east)	Y (north)	Z [m]	Width [m]	Height [m]	Elevation a.g.l. [m]	Slope of window [°]	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l. [m]
A	3998JD94	143.975	443.561	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
B	3998JD87	143.884	443.612	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
C	3997MR25	145.245	444.592	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
D	3945LA3	146.849	444.492	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
E	3945LA5	146.655	444.536	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
F	3998NH4	145.059	443.876	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
G	3945LA2a	146.597	444.662	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
H	3998NL146	145.984	443.654	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
I	3998JD88	143.902	443.607	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
J	3998NL71	145.844	443.698	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
K	3998JD91	143.915	443.580	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
L	3997MP25a	145.653	444.527	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
M	3998JK67a	143.939	443.655	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
N	3945LA11	146.154	444.551	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
O	3998NA2	144.834	444.003	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
P	3998JD89	143.909	443.605	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
Q	3998JD85	143.869	443.629	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
R	3998JD92	143.939	443.573	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
S	3998NA1	144.077	443.631	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
T	3997MR17	145.562	444.928	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
U	3945LA4	146.433	444.678	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
V	3998JD90	143.917	443.598	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
W	3998JD93	143.939	443.573	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
X	3961ME2	146.916	443.421	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0

To be continued on next page...

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:34/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of Senvion3.7M140@160

...continued from previous page

No.	Name	X (east)	Y (north)	Z [m]	Width [m]	Height [m]	Elevation a.g.l. [m]	Slope of window [°]	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l. [m]
Y	3998JD86	143.879	443.621	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
Z	3998JK68	144.020	443.593	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AA	3997MP20	145.786	444.555	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AB	3945LA1b	146.964	444.519	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AC	3997MP25	145.643	444.528	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AD	3945LA9	146.233	444.572	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AE	3945LA1a	147.464	444.515	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AF	3945LA7	146.419	444.532	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AG	3998NA6	145.130	444.134	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AH	3998JK68	144.020	443.629	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AI	3945LA2	146.620	444.667	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AJ	3997MR15	145.535	445.002	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AK	3998JD84	143.814	443.648	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AL	3997MR19	145.560	444.850	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AM	3945LA6	145.854	444.550	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AN	3997ML142	144.765	444.928	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AO	3997ML144	144.786	444.929	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AP	3998NL69	145.662	443.749	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AQ	3998JK67	143.939	443.655	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AR	3945LA1	147.505	444.514	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AS	3998NM3	146.771	443.297	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AT	3998NM1	146.677	443.089	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AU	3961MN33	147.685	443.922	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Name	Shadow, worst case: Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow, expected values: Shadow hours per year [h/year]
A	3998JD94	18:12	52	0:26	4:36
B	3998JD87	26:02	73	0:25	6:40
C	3997MR25	273:27	155	3:06	49:01
D	3945LA3	61:21	157	0:37	10:32
E	3945LA5	79:24	163	0:42	13:22
F	3998NH4	101:31	164	0:57	24:29
G	3945LA2a	64:17	142	0:40	10:49
H	3998NL146	52:22	76	0:54	12:22
I	3998JD88	25:51	70	0:25	6:37
J	3998NL71	32:59	58	0:44	7:15
K	3998JD91	23:38	64	0:25	6:02
L	3997MP25a	278:35	201	2:26	45:12
M	3998JK67a	27:52	74	0:26	7:08
N	3945LA11	125:57	177	1:20	20:35
O	3998NA2	43:06	92	0:41	10:06
P	3998JD89	25:30	69	0:25	6:31
Q	3998JD85	26:02	77	0:25	6:41
R	3998JD92	21:52	59	0:26	5:34
S	3998NA1	27:56	84	0:27	7:04
T	3997MR17	100:33	98	1:49	14:19
U	3945LA4	59:29	133	0:37	10:07
V	3998JD90	24:53	67	0:25	6:21
W	3998JD93	21:52	59	0:26	5:34
X	3961ME2	38:07	76	0:38	8:30
Y	3998JD86	26:13	75	0:25	6:43
Z	3998JK68	27:06	84	0:26	6:52
AA	3997MP20	248:07	182	2:22	38:32
AB	3945LA1b	50:16	125	0:33	8:24
AC	3997MP25	279:03	202	2:27	45:19
AD	3945LA9	100:20	163	1:10	16:47
AE	3945LA1a	35:03	104	0:29	5:46
AF	3945LA7	94:00	164	0:59	15:55
AG	3998NA6	91:56	145	1:02	20:13

To be continued on next page...

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:34/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of Senvion3.7M140@160

...continued from previous page

No.	Name	Shadow, worst case: Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow, expected values: Shadow hours per year [h/year]
AH	3998JK68	31:39	92	0:28	8:02
AI	3945LA2	63:47	141	0:39	10:43
AJ	3997MR15	65:46	80	1:09	9:21
AK	3998JD84	18:58	65	0:24	4:56
AL	3997MR19	142:10	114	2:01	20:30
AM	3945LA6	236:11	181	2:16	36:59
AN	3997ML142	97:47	102	1:34	13:05
AO	3997ML144	100:50	100	1:37	13:28
AP	3998NL69	140:58	162	1:11	33:32
AQ	3998JK67	27:52	74	0:26	7:08
AR	3945LA1	30:56	93	0:28	5:08
AS	3998NM3	2:58	19	0:12	0:38
AT	3998NM1	0:00	0	0:00	0:00
AU	3961MN33	22:34	63	0:30	4:38

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	Senvion 3.7M140@160m	538:11	100:40
2	Senvion 3.7M140@160m	747:35	138:27
3	Senvion 3.7M140@160m	599:53	103:47
4	Senvion 3.7M140@160m	253:00	41:42

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:32/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of V136@149

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade
Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence	3 °
Day step for calculation	1 days
Time step for calculation	1 minutes

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2,00	3,00	3,90	5,80	6,70	6,50	6,60	6,10	4,60	3,60	2,10	1,60

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
366	637	526	516	436	729	819	1.192	1.173	804	576	523	8.297

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Height Contours: CONTOURLINE_ONLINEDATA_0.wpo
Obstacles used in calculation
Eye height for map: 1,5 m
Grid resolution: 10,0 m

All coordinates are in
Dutch Stereo-RD/NAP 2008

Scale 1:50.000
New WTG Shadow receptor

WTGs

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	145.186	444.308	0,0	Vestas V136@149m	Yes	VESTAS	V136-3.45 -3.450	3.450	136,0	149,0	1.813	11,7
2	145.654	444.083	0,0	Vestas V136@149m	Yes	VESTAS	V136-3.45 -3.450	3.450	136,0	149,0	1.813	11,7
3	146.138	443.847	0,0	Vestas V136@149m	Yes	VESTAS	V136-3.45 -3.450	3.450	136,0	149,0	1.813	11,7
4	146.597	443.625	0,0	Vestas V136@149m	Yes	VESTAS	V136-3.45 -3.450	3.450	136,0	149,0	1.813	11,7

Shadow receptor-Input

No.	Name	X (east)	Y (north)	Z [m]	Width [m]	Height [m]	Elevation a.g.l. [m]	Slope of window [°]	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l. [m]
A	3998JD94	143.975	443.561	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
B	3998JD87	143.884	443.612	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
C	3997MR25	145.245	444.592	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
D	3945LA3	146.849	444.492	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
E	3945LA5	146.655	444.536	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
F	3998NH4	145.059	443.876	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
G	3945LA2a	146.597	444.662	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
H	3998NL146	145.984	443.654	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
I	3998JD88	143.902	443.607	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
J	3998NL71	145.844	443.698	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
K	3998JD91	143.915	443.580	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
L	3997MP25a	145.653	444.527	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
M	3998JK67a	143.939	443.655	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
N	3945LA11	146.154	444.551	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
O	3998NA2	144.834	444.003	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
P	3998JD89	143.909	443.605	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
Q	3998JD85	143.869	443.629	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
R	3998JD92	143.939	443.573	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
S	3998NA1	144.077	443.631	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
T	3997MR17	145.562	444.928	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
U	3945LA4	146.433	444.678	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
V	3998JD90	143.917	443.598	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
W	3998JD93	143.939	443.573	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
X	3961ME2	146.916	443.421	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0

To be continued on next page...

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:32/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of V136@149

...continued from previous page

No.	Name	X (east)	Y (north)	Z [m]	Width [m]	Height [m]	Elevation a.g.l. [m]	Slope of window [°]	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l. [m]
Y	3998JD86	143.879	443.621	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
Z	3998JK68	144.020	443.593	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AA	3997MP20	145.786	444.555	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AB	3945LA1b	146.964	444.519	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AC	3997MP25	145.643	444.528	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AD	3945LA9	146.233	444.572	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AE	3945LA1a	147.464	444.515	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AF	3945LA7	146.419	444.532	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AG	3998NA6	145.130	444.134	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AH	3998JK68	144.020	443.629	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AI	3945LA2	146.620	444.667	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AJ	3997MR15	145.535	445.002	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AK	3998JD84	143.814	443.648	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AL	3997MR19	145.560	444.850	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AM	3945LA6	145.854	444.550	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AN	3997ML142	144.765	444.928	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AO	3997ML144	144.786	444.929	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AP	3998NL69	145.662	443.749	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AQ	3998JK67	143.939	443.655	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AR	3945LA1	147.505	444.514	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AS	3998NM3	146.771	443.297	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AT	3998NM1	146.677	443.089	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AU	3961MN33	147.685	443.922	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Name	Shadow, worst case: Shadow hours per year [h/year]	Shadow, worst case: Shadow days per year [days/year]	Shadow, worst case: Max shadow hours per day [h/day]	Shadow, expected values: Shadow hours per year [h/year]
A	3998JD94	26:43	86	0:26	6:48
B	3998JD87	25:03	75	0:24	6:26
C	3997MR25	288:46	163	3:10	49:58
D	3945LA3	51:41	142	0:36	9:00
E	3945LA5	76:11	158	0:41	12:43
F	3998NH4	102:05	164	0:55	24:41
G	3945LA2a	57:26	131	0:38	9:41
H	3998NL146	49:17	73	0:53	11:32
I	3998JD88	25:21	72	0:25	6:30
J	3998NL71	31:10	56	0:43	6:46
K	3998JD91	30:17	95	0:25	7:44
L	3997MP25a	266:13	192	2:24	42:29
M	3998JK67a	33:26	105	0:26	8:32
N	3945LA11	108:25	168	1:11	17:52
O	3998NA2	45:32	109	0:41	10:23
P	3998JD89	31:33	99	0:25	8:04
Q	3998JD85	23:51	79	0:24	6:09
R	3998JD92	29:17	91	0:25	7:28
S	3998NA1	28:50	87	0:27	7:19
T	3997MR17	78:55	92	1:15	11:23
U	3945LA4	50:43	126	0:35	8:42
V	3998JD90	31:23	98	0:25	8:01
W	3998JD93	29:17	91	0:25	7:28
X	3961ME2	39:57	78	0:39	8:55
Y	3998JD86	24:58	77	0:24	6:25
Z	3998JK68	27:48	87	0:26	7:04
AA	3997MP20	231:45	173	2:19	35:36
AB	3945LA1b	47:20	139	0:33	8:11
AC	3997MP25	266:08	194	2:23	42:31
AD	3945LA9	82:10	154	0:52	14:04
AE	3945LA1a	37:03	115	0:29	5:56
AF	3945LA7	83:30	153	0:48	14:15
AG	3998NA6	86:11	139	1:01	18:46

To be continued on next page...

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:32/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of V136@149

...continued from previous page

No.	Name	Shadow, worst case: Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow, expected values: Shadow hours per year [h/year]
AH	3998JK68	31:43	94	0:27	8:04
AI	3945LA2	57:26	132	0:38	9:39
AJ	3997MR15	56:38	74	1:03	8:02
AK	3998JD84	16:32	58	0:23	4:20
AL	3997MR19	124:44	108	1:57	17:53
AM	3945LA6	220:37	174	2:15	34:13
AN	3997ML142	94:17	96	1:32	12:27
AO	3997ML144	97:00	94	1:33	12:48
AP	3998NL69	140:43	164	1:09	33:31
AQ	3998JK67	33:26	105	0:26	8:32
AR	3945LA1	30:55	95	0:28	5:04
AS	3998NM3	5:37	27	0:16	1:13
AT	3998NM1	0:00	0	0:00	0:00
AU	3961MN33	21:22	63	0:29	4:22

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	Vestas V136@149m	536:42	98:39
2	Vestas V136@149m	728:12	133:31
3	Vestas V136@149m	562:17	98:04
4	Vestas V136@149m	223:51	37:13

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:32/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of V150@166

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade
Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence	3 °
Day step for calculation	1 days
Time step for calculation	1 minutes

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2,00	3,00	3,90	5,80	6,70	6,50	6,60	6,10	4,60	3,60	2,10	1,60

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
366	637	526	516	436	729	819	1.192	1.173	804	576	523	8.297

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Height Contours: CONTOURLINE_ONLINEDATA_0.wpo
Obstacles used in calculation
Eye height for map: 1,5 m
Grid resolution: 10,0 m

All coordinates are in
Dutch Stereo-RD/NAP 2008

Scale 1:50.000
New WTG Shadow receptor

WTGs

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	145.186	444.308	0,0	Vestas V150@166m	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
2	145.654	444.083	0,0	Vestas V150@166m	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
3	146.138	443.847	0,0	Vestas V150@166m	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
4	146.597	443.625	0,0	Vestas V150@166m	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4

Shadow receptor-Input

No.	Name	X (east)	Y (north)	Z [m]	Width [m]	Height [m]	Elevation a.g.l. [m]	Slope of window [°]	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l. [m]
A	3998JD94	143.975	443.561	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
B	3998JD87	143.884	443.612	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
C	3997MR25	145.245	444.592	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
D	3945LA3	146.849	444.492	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
E	3945LA5	146.655	444.536	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
F	3998NH4	145.059	443.876	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
G	3945LA2a	146.597	444.662	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
H	3998NL146	145.984	443.654	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
I	3998JD88	143.902	443.607	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
J	3998NL71	145.844	443.698	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
K	3998JD91	143.915	443.580	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
L	3997MP25a	145.653	444.527	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
M	3998JK67a	143.939	443.655	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
N	3945LA11	146.154	444.551	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
O	3998NA2	144.834	444.003	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
P	3998JD89	143.909	443.605	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
Q	3998JD85	143.869	443.629	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
R	3998JD92	143.939	443.573	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
S	3998NA1	144.077	443.631	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
T	3997MR17	145.562	444.928	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
U	3945LA4	146.433	444.678	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
V	3998JD90	143.917	443.598	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
W	3998JD93	143.939	443.573	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
X	3961ME2	146.916	443.421	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0

To be continued on next page...

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:32/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of V150@166

...continued from previous page

No.	Name	X (east)	Y (north)	Z [m]	Width [m]	Height [m]	Elevation a.g.l. [m]	Slope of window [°]	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l. [m]
Y	3998JD86	143.879	443.621	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
Z	3998JK68	144.020	443.593	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AA	3997MP20	145.786	444.555	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AB	3945LA1b	146.964	444.519	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AC	3997MP25	145.643	444.528	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AD	3945LA9	146.233	444.572	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AE	3945LA1a	147.464	444.515	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AF	3945LA7	146.419	444.532	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AG	3998NA6	145.130	444.134	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AH	3998JK68	144.020	443.629	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AI	3945LA2	146.620	444.667	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AJ	3997MR15	145.535	445.002	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AK	3998JD84	143.814	443.648	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AL	3997MR19	145.560	444.850	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AM	3945LA6	145.854	444.550	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AN	3997ML142	144.765	444.928	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AO	3997ML144	144.786	444.929	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AP	3998NL69	145.662	443.749	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AQ	3998JK67	143.939	443.655	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AR	3945LA1	147.505	444.514	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AS	3998NM3	146.771	443.297	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AT	3998NM1	146.677	443.089	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0
AU	3961MN33	147.685	443.922	0,0	8,0	4,0	1,0	90,0	"Green house mode"	5,0

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Name	Shadow, worst case: Shadow hours per year [h/year]	Shadow, worst case: Shadow days per year [days/year]	Shadow, worst case: Max shadow hours per day [h/day]	Shadow, expected values: Shadow hours per year [h/year]
A	3998JD94	28:10	86	0:27	7:09
B	3998JD87	36:02	104	0:27	9:11
C	3997MR25	300:49	161	3:16	54:33
D	3945LA3	74:47	172	0:39	12:45
E	3945LA5	91:42	171	0:46	15:25
F	3998NH4	109:33	166	1:01	26:23
G	3945LA2a	74:02	150	0:42	12:30
H	3998NL146	60:10	82	0:58	14:16
I	3998JD88	35:45	101	0:27	9:07
J	3998NL71	37:37	62	0:47	8:20
K	3998JD91	33:13	95	0:27	8:28
L	3997MP25a	309:30	214	2:35	50:53
M	3998JK67a	38:31	106	0:28	9:48
N	3945LA11	150:06	189	1:30	24:30
O	3998NA2	55:42	119	0:44	12:46
P	3998JD89	35:37	101	0:27	9:05
Q	3998JD85	36:17	107	0:27	9:16
R	3998JD92	31:43	92	0:28	8:04
S	3998NA1	30:13	87	0:28	7:39
T	3997MR17	123:23	102	2:06	17:32
U	3945LA4	71:19	147	0:41	12:06
V	3998JD90	34:50	98	0:27	8:52
W	3998JD93	31:43	92	0:28	8:04
X	3961ME2	40:12	76	0:40	8:58
Y	3998JD86	36:20	105	0:27	9:16
Z	3998JK68	29:15	87	0:28	7:25
AA	3997MP20	277:06	192	2:30	43:28
AB	3945LA1b	67:23	164	0:37	11:31
AC	3997MP25	309:32	214	2:35	50:56
AD	3945LA9	122:36	175	1:21	20:19
AE	3945LA1a	44:57	133	0:31	7:39
AF	3945LA7	114:56	174	1:17	19:10
AG	3998NA6	104:45	154	1:06	23:08

To be continued on next page...

Licensed user:
LBP SIGHT
Kelvinbaan 40, PO box 1475
NL-3430BL Nieuwegein
+31 3023 11377
David Vrolijk / dv@lbpsight.nl
Calculated:
18-12-2018 16:32/3.2.737

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of V150@166

...continued from previous page

No.	Name	Shadow, worst case: Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow, expected values: Shadow hours per year [h/year]
AH	3998JK68	34:04	94	0:29	8:39
AI	3945LA2	72:32	150	0:41	12:13
AJ	3997MR15	84:16	86	1:43	11:51
AK	3998JD84	31:08	113	0:26	7:59
AL	3997MR19	165:54	119	2:14	24:04
AM	3945LA6	264:14	191	2:25	41:44
AN	3997ML142	107:42	106	1:40	14:33
AO	3997ML144	111:21	104	1:42	15:00
AP	3998NL69	151:32	164	1:15	36:01
AQ	3998JK67	38:31	106	0:28	9:48
AR	3945LA1	40:23	122	0:30	6:56
AS	3998NM3	15:28	54	0:21	3:25
AT	3998NM1	0:00	0	0:00	0:00
AU	3961MN33	25:57	65	0:32	5:21

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	Vestas V150@166m	601:37	113:53
2	Vestas V150@166m	823:19	154:09
3	Vestas V150@166m	660:29	114:19
4	Vestas V150@166m	308:53	50:36

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

Bijlage 6
Rapport externe veiligheid – LBP Sight

LBP|SIGHT

Windpark Goyerbrug

Onderzoek externe veiligheidsrisico's

Opdrachtgever
Windpark Goyerbrug BV
Contactpersoon
de heer R. Berendts
Kenmerk
R068362ab.18D56CH.cvg
Versie
05_001
Datum
11 januari 2019
Auteur
ir. J.J. (Judith) Strik
ing. P.A.G. (Paul) van der Vleuten

Kelvinbaan 40, 3439 MT Nieuwegein | Postbus 1475, 3430 BL Nieuwegein | T (030) 231 13 77 | F (030) 234 17 54
E info@lbpsight.nl | www.lbpsight.nl | IBAN: NL62 RABO 036 42 36 558 | KvK 30073990 | BTW NL007093159B01

Afkortingen

Bevi:	Besluit externe veiligheid inrichtingen
Bevt:	Besluit externe veiligheid transportroutes
GR:	Groepsrisico
Handboek:	Handboek Risicozonering Windturbines (2014; eindversie 3.1)
HART:	Handleiding Risicoanalyse Transport (2017; versie 1.2)
IPR :	Individueel Passanten Risico
MR:	Maatschappelijk Risico
ow:	Oriëntatiewaarde voor groepsrisico
PR:	Plaatsgebonden risico
QRA:	Quantitative Risk Assessment (kwantitatieve risicoanalyse)

LBP|SIGHT

Inhoudsopgave

Afkortingen **1**

1 Inleiding **3**

2 Projectbeschrijving **5**

3 Wettelijk kader **8**

3.1 Algemeen 8
3.2 Definities 8
3.3 Toetsingscriteria 10
3.4 Normering samengevat 16

4 Beoordeling risicozonering **18**

4.1 Werpafstanden en kansdichtheden 18
4.2 Invloedsgebied 20
4.3 Bebouwing 21
4.4 Wegen 23
4.5 Vaarwegen 27
4.6 Dijklichamen en waterkeringen 30

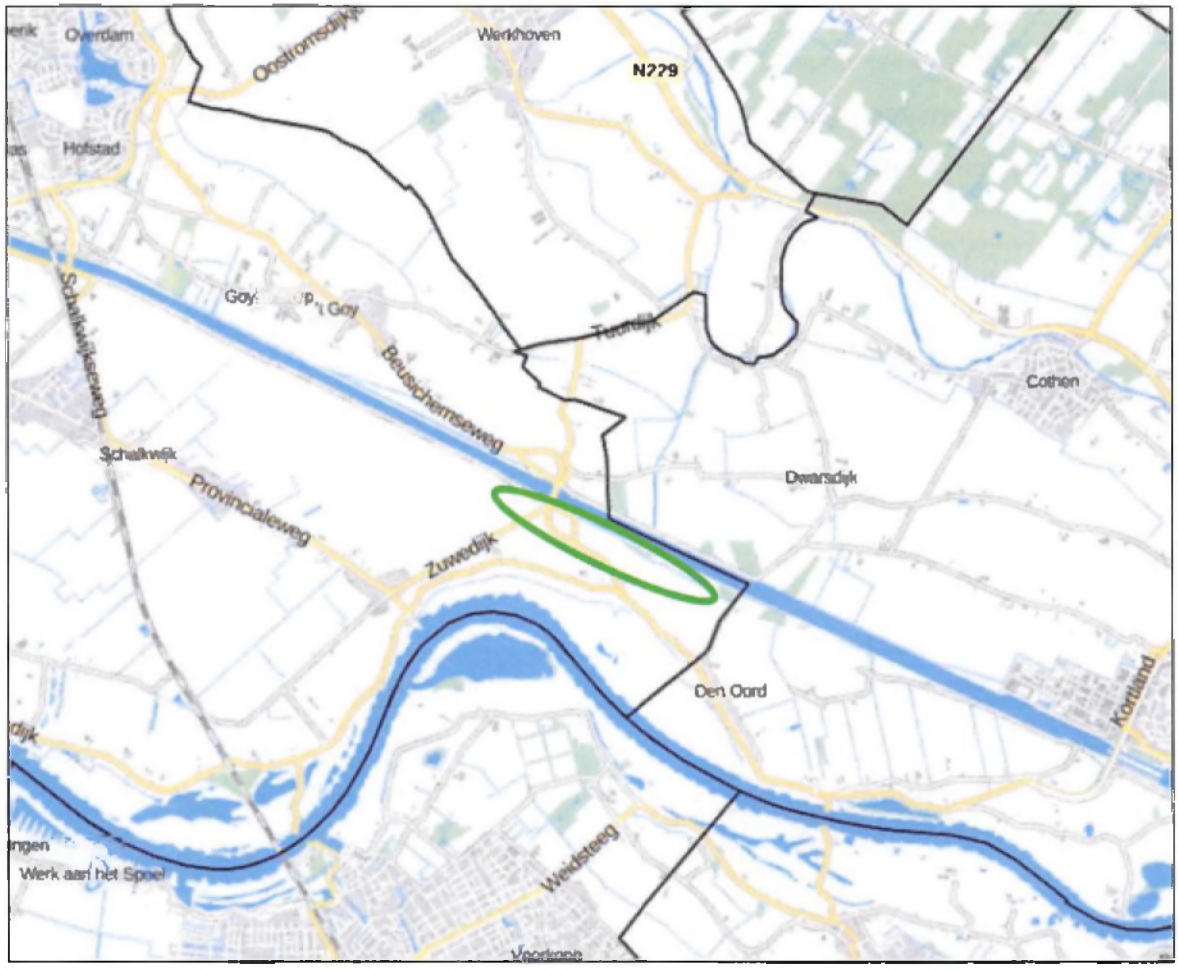
5 Conclusies **32**

Bijlagen

Bijlage I Specificaties onderzochte windturbines
Bijlage II Berekening beoordeling risicozonering met nummering van de formules uit het Handboek

1 Inleiding

In opdracht van Windpark Goyerbrug BV, de heer R. Berendts, is een onderzoek uitgevoerd naar de externe veiligheidsrisico's vanwege het nieuw te bouwen Windpark Goyerbrug in gemeente Houten. Zie figuur 1.1. voor de ligging van Windpark Goyerbrug. Als onderdeel van de vergunningsaanvraag, heeft Windpark Goyerbrug LBP|SIGHT gevraagd de externe veiligheidsrisico's van het windpark voor de omgeving te kwantificeren en te toetsen aan de geldende normen en richtwaarden.



Figuur 1.1
Globale ligging van het voorgenomen windpark

Windturbines kunnen op meerdere manieren een risico vormen voor hun omgeving. Bij de omgevingsvergunningaanvraag voor een windturbine(park) moet worden getoetst aan normen op het gebied van externe veiligheid. Dat betekent dat risico's zoals afbrekende turbinebladen en mastbreuk onderzocht en getoetst moeten worden.

Het moet duidelijk zijn welke risico's windturbines voor hun omgeving opleveren, hoe deze risico's bepaald en gekwantificeerd zijn en aan welke criteria ze getoetst worden. Deze onderwerpen worden behandeld in het Activiteitenbesluit en het Handboek Risicozonering Windturbines (DNV-GL september 2014, verder: het Handboek). Daarnaast is ook het Besluit externe veiligheid inrichtingen (Bevi) en Besluit externe veiligheid transportroutes (Bevt) van toepassing.

Er is een risicoanalyse uitgevoerd om te bepalen of de nieuw te plaatsen windturbines een significant risico voor nabijgelegen objecten en activiteiten vormen en zo ja, hoe zich dat dan verhoudt tot de normen. In deze rapportage is deze analyse opgenomen.

In hoofdstuk 2 is een beknopte projectomschrijving opgenomen. In hoofdstuk 3 wordt ingegaan op het wettelijk kader. Vervolgens worden in hoofdstuk 4 de te onderscheiden risiconiveaus bepaald en op een rij gezet. Tot slot worden de resultaten en conclusies samengevat in hoofdstuk 5.

2 Projectbeschrijving

Windpark Goyerbrug is van plan om vier windturbines te realiseren langs het Amsterdam-Rijnkanaal ter hoogte van de Goyerbrug. De lengte van de opstelling is circa 1.600 meter en ligt circa 105 tot 125 meter van de zuidelijke oevergrens van het Amsterdam-Rijnkanaal. Op figuur 2.1 is het locatiegebied voor de windturbines weergegeven.

Figuur 2.1
Uitsnede Provinciale Ruimtelijke Structuurvisie (PRS) waarop in blauw het zoekgebied is aangegeven en in groen de turbineposities van Windpark Goyerbrug

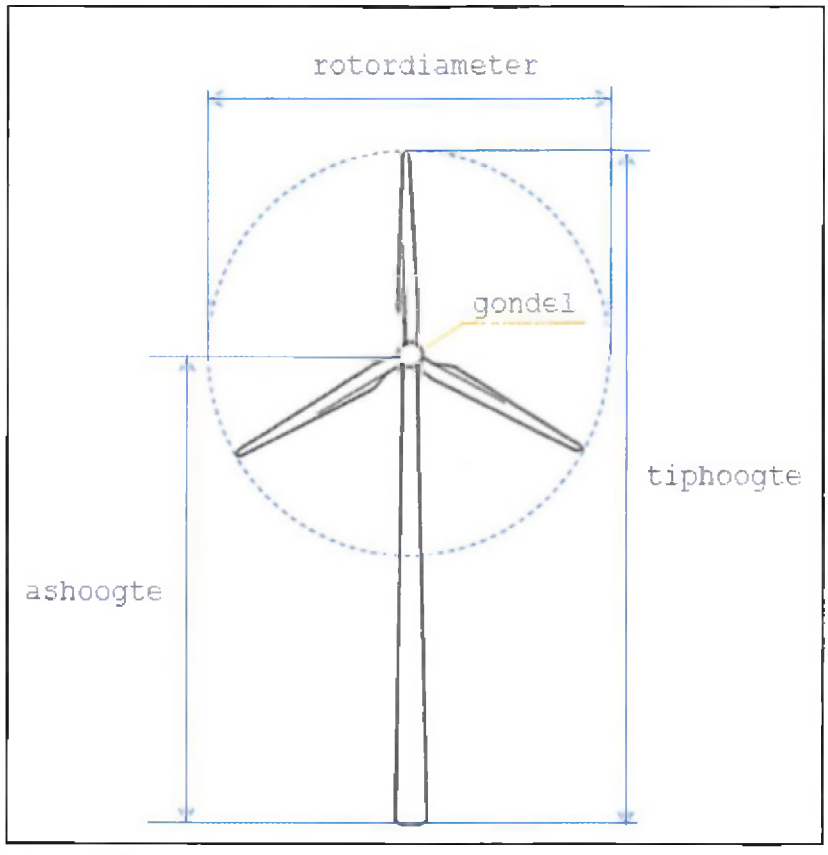
Om de effecten op de externe veiligheid te kunnen onderzoeken, zijn de coördinaten van de windturbines relevant. Deze zijn weergegeven in tabel 2.1.

Tabel 2.1
Coördinaten windturbines

Turbinenummer	Breedtegraad	Lengtegraad
1	51.987080 °	5.244340 °
2	51.985070 °	5.251150 °
3	51.982960 °	5.258203 °
4	51.980968 °	5.264899 °

Er is nog geen beslissing genomen over het type windturbine dat gerealiseerd gaat worden, maar het gaat in ieder geval om vier dezelfde windturbines met de volgende kenmerken:
- een ashoogte van minimaal 145 meter en maximaal 166 meter;
- een rotordiameter van maximaal 150 meter;
- het totale vermogen van het windpark wordt maximaal 22,4 MW.

Om de afmetingen van de windturbines uit te kunnen leggen, zijn in figuur 2.2. verschillende begrippen verduidelijkt. De tiphoogte is het hoogste punt van de windturbine. De ashoogte is de hoogte waarop het centrale gedeelte van de generator zich bevindt. De generator bevindt zich in het machinehuis, ofwel gondel. De rotordiameter is de grootste afstand tussen de uiteinden van de bladen.



Figuur 2.2
Uitleg maatvoering van een windturbine

Voor de vergunningsaanvraag is een bandbreedte voor de afmetingen van de windturbines aangevraagd[1]. Binnen deze bandbreedte zijn er bij de realisatie verschillende turbinetypen van verschillende windturbinefabrikanten mogelijk. Voorbeelden van turbinetypen zijn genoemd in tabel 2.2; in bijlage I zijn de specificaties en bronnen gegeven.

Tabel 2.2
Mogelijke turbinetypen binnen de genoemde bandbreedte

Type	Vermogen	Rotordiameter	Ashoogte	Nominaal toerental
Vestas 136	3,6 MW	136 meter	149 meter	11,7 rpm
Vestas 150	4,0 - 4,2 MW	150 meter	166 meter	10,4 rpm
Nordex 131	3,9 MW	131 meter	145 meter	12,6 rpm
Nordex 149	4,0 - 4,5 MW	149 meter	164 meter	11,0 rpm
Senvion 140	3,7 MW	140 meter	160 meter	9,6 rpm
Senvion 148	4,2 M	148 meter	165 meter	10 rpm

[1] Zie ook: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland, Brochure Windenergie en flexibel vergunnen, april 2016.

3 Wettelijk kader

3.1 Algemeen

De risico's van windturbines worden gevormd door de volgende scenario's:
1. breuk van windturbineblad;
2. omvallen van een windturbine door mastbreuk;
3. naar beneden vallen van de gondel en/of rotor;
4. het naar beneden vallen van kleine onderdelen (bouten, blad- en tipdelen, ijs).

De plaatsing van een windturbine kan daardoor directe en indirecte risico's opleveren voor de omgeving. Onder directe risico's wordt verstaan de risico's die personen lopen om te overlijden, omdat zij worden geraakt door onderdelen van de windturbine. Onder indirecte risico's wordt verstaan de risico's die personen lopen om te overlijden door een domino-effect. Hierbij worden andere objecten geraakt, bijvoorbeeld een tankwagen of een bedrijf waar gevaarlijke stoffen worden opgeslagen. Het falen van een windturbine veroorzaakt een tweede incident met een eigen kans op overlijden. Mogelijk wordt er in een dergelijk scenario niet meer voldaan aan de normen voor externe veiligheid.

Om te bepalen of deze risico's significant zijn voor de nabijgelegen objecten en activiteiten is er een risicoanalyse uitgevoerd. Daartoe is getoetst aan de daarvoor geldende regels uit het Activiteitenbesluit en de normen uit het Handboek en is aansluiting gezocht bij het Besluit externe veiligheid inrichtingen (Bevi) en het Besluit externe veiligheid transport (Bevt).

3.2 Definities

Bij de toetsingscriteria voor het aspect externe veiligheid zijn de volgende definities relevant.

<u>Plaatsgebonden risico (PR) (zoals gedefinieerd in het Handboek; definities en afkortingen)</u>
Het PR is een begrip dat uitdrukking geeft aan de mate van externe veiligheid van een locatie. Het PR wordt gedefinieerd als: "*Risico op een plaats buiten een inrichting, leiding met gevaarlijke stof of transportroute, uitgedrukt als een kans per jaar dat een persoon die onafgebroken en onbeschermd op die plaats zou verblijven, overlijdt als een rechtstreeks gevolg van een ongewoon voorval binnen die inrichting, leiding of route*".

<u>Groepsrisico (GR) (zoals gedefinieerd in het Handboek; definities en afkortingen)</u>
Naast het plaatsgebonden risico spreekt men ook over het groepsrisico (GR). Groepsrisico is gedefinieerd als: "*de cumulatieve kansen per jaar dat tenminste 10, 100 of 1.000 personen overlijden als rechtstreeks gevolg van hun aanwezigheid in het invloedsgebied van een inrichting en een ongewoon voorval binnen die inrichting waarbij een gevaarlijke stof of gevaarlijke afvalstof betrokken is*". De toetsingswaarde voor het groepsrisico is een oriëntatiewaarde: het heeft 'slechts' een signaalfunctie en kan worden beschouwd als een ijkpunt voor het groepsrisico. Voor het invullen van de verantwoordingsplicht wordt verwezen naar de "Handreiking verantwoordingsplicht groepsrisico".

Beperkt kwetsbaar object (zoals gedefinieerd in Bevi; artikel 1)

1. 1°. verspreid liggende woningen van derden met een dichtheid van maximaal twee woningen per hectare, en;
   2°, dienst- en bedrijfswoningen van derden;
2. kantoorgebouwen;
3. hotels en restaurants;
4. winkels;
5. sporthallen, zwembaden en speeltuinen;
6. sport- en kampeerterreinen en terreinen bestemd voor recreatieve doeleinden;
7. bedrijfsgebouwen;
8. objecten die met de onder a tot en met e en g genoemde gelijkgesteld kunnen worden uit hoofde van de gemiddelde tijd per dag gedurende welke personen daar verblijven, het aantal personen dat daarin doorgaans aanwezig is en de mogelijkheden voor zelfredzaamheid bij een ongeval, voor zover die objecten geen kwetsbare objecten zijn, en;
9. objecten met een hoge infrastructurele waarde, zoals een telefoon- of elektriciteitscentrale of een gebouw met vluchtleidingsapparatuur, voor zover die objecten wegens de aard van de gevaarlijke stoffen die bij een ongeval kunnen vrijkomen, bescherming verdienen tegen de gevolgen van dat ongeval.

Kwetsbaar object (zoals gedefinieerd in Bevi in artikel 1)

1. woningen, niet zijnde woningen als bedoeld in onderdeel a, onder 'beperkt kwetsbaar object';
2. gebouwen bestemd voor het verblijf, al dan niet gedurende een gedeelte van de dag, van minderjarigen, ouderen, zieken of gehandicapten, zoals:
   - ziekenhuizen, bejaardenhuizen en verpleeghuizen;
   - scholen, of;
   - gebouwen of gedeelten daarvan, bestemd voor dagopvang van minderjarigen;
3. gebouwen waarin doorgaans grote aantallen personen gedurende een groot gedeelte van de dag aanwezig zijn, zoals:
   - kantoorgebouwen en hotels met een bruto vloeroppervlak van meer dan 1.500 m^2 per object, of;
   - complexen waarin meer dan vijf winkels zijn gevestigd en waarvan het gezamenlijk bruto vloeroppervlak meer dan 1.000 m^2 bedraagt en winkels met een totaal bruto vloeroppervlak van meer dan 2.000 m^2 per winkel, voor zover in die complexen of in die winkels een supermarkt, hypermarkt of warenhuis is gevestigd;
4. kampeer- en andere recreatieterreinen bestemd voor het verblijf van meer dan 50 personen gedurende meerdere aaneengesloten dagen.

Individueel Passanten Risico (IPR) (zoals gedefinieerd in het Handboek; definities en afkortingen)
Voor het risico voor de passant is een risicomaat gekozen die aansluit bij de individuele beleving van de passant, namelijk de overlijdenskans per passant per jaar. Hierbij wordt de passant gevolgd gedurende zijn bezigheden in de nabijheid van het windturbinepark. Voor het IPR wordt een passant beschouwd die jaarlijks het meest in de nabijheid van de windturbine(s) verkeert (het worstcase scenario).

Maatschappelijk Risico (MR) (zoals gedefinieerd in het Handboek; definities en afkortingen)
Het maatschappelijk risico is een maat voor het verwachte aantal passanten dat dodelijk getroffen wordt per jaar. Het MR is een risicomaat voor de maatschappelijke beleving. Deze kans is afhankelijk van het IPR en de verkeersintensiteit op de betreffende weg. Voor het MR moet het verwachte aantal passanten worden bepaald dat jaarlijks door een windturbine(onderdeel) dodelijk getroffen kan worden.

Maximale werpafstand
De maximale afstand dat een turbineblad weggeworpen kan worden wanneer dit afbreekt, wordt de maximale werpafstand genoemd.

3.3 Toetsingscriteria

3.3.1 Activiteitenbesluit; grenswaarden plaatsgebonden risico

In het Activiteitenbesluit milieubeheer zijn de volgende normen opgenomen.

- Het plaatsgebonden risico voor een buiten de inrichting gelegen kwetsbaar object, veroorzaakt door een windturbine of een combinatie van windturbines, is niet hoger dan 10^{-6} per jaar.
- Het plaatsgebonden risico voor een buiten de inrichting gelegen beperkt kwetsbaar object, veroorzaakt door een windturbine of een combinatie van windturbines, is niet hoger dan 10^{-5} per jaar.

3.3.2 Richtwaarden voor passanten, infrastructuur en indirecte risico's

Volgens de systematiek van het Handboek is bepaald welke objecten en activiteiten die zich in de nabijheid van de windturbines bevinden en tot welke afstand deze objecten beschouwd moeten worden bij de verdere uitwerking van de risicoanalyse. In principe worden alle ontvangers beschouwd, die mogelijk door een afbrekend rotorblad tijdens een overtoerensituatie getroffen kunnen worden. De kans dat een persoon die zich op de rand van het invloedgebied bevindt overlijdt door een afbrekend blad in een overtoerensituatie, is 1 op de 5 miljoen per jaar. Ter vergelijking: de kans om door de bliksem getroffen te worden is 1 op de 2 miljoen per jaar.

Naast de directe risico's voor (beperkt) kwetsbare bestemmingen in de omgeving waarvoor de wettelijke normen gelden uit het Activiteitenbesluit, zijn er directe risico's waarop richtwaarden van toepassing zijn. Bijvoorbeeld het risico voor passanten die kortdurend verblijven in het gebied. Ook kunnen er domino-effecten optreden die moeten worden beoordeeld. Als een passerende tankwagen of tankschip of bedrijfslocatie met installaties wordt getroffen, dan kunnen gevaarlijke stoffen vrijkomen, die tot effecten in de omgeving leiden. Deze indirecte risico's zijn van belang: ze vergroten de risicocontour en het groepsrisico als gevolg van de betreffende risicobron.

Dit leidt ertoe dat indien de windturbine niet substantieel bijdraagt aan een hoger risico van de inrichting, zullen de voor de inrichting geldende afstanden tot beperkt kwetsbare en kwetsbare objecten ook na plaatsing van de windturbine van kracht blijven. Om dit te toetsen, kan in eerste instantie naar de toename van de catastrofale faalfrequentie van risicovolle installaties behorende tot de inrichting gekeken worden. Indien deze toename een bepaalde richtwaarde niet overschrijdt, dan is plaatsing van de windturbine uit oogpunt van risicobeoordeling toegestaan. Als uitgangspunt voor deze richtwaarde wordt in de praktijk 10% als eerste criterium gehanteerd (het Handboek, paragraaf 2.1.7).

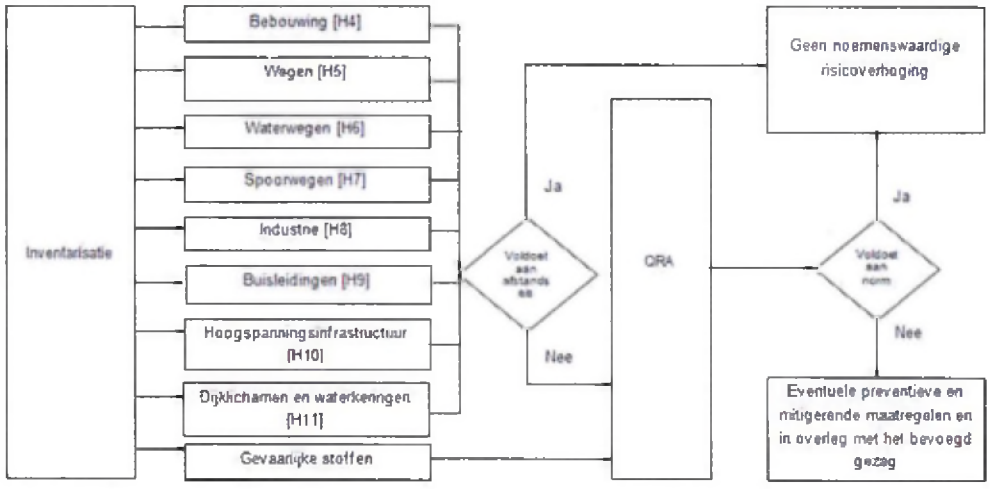
Indien de toename in de catastrofale faalfrequentie deze richtwaarde overschrijdt, is plaatsing van de windturbine niet uitgesloten, maar wel kan worden geëist dat door middel van een QRA wordt aangetoond dat de beschouwde installatie ook na plaatsing van de windturbine(s) nog voldoet aan de normen voor PR en GR.

Het Handboek stelt dat bij het uitvoeren van een risicoanalyse het nabijgelegen object in te delen is in één van de acht onderstaande hoofdcategorieën:

1. bebouwing;
2. wegen;
3. vaarwegen;
4. spoorwegen;
5. industrie;
6. buisleidingen;
7. hoogspanningsinfrastructuur;
8. dijklichamen en waterkeringen.

Voor inrichtingen, transportroutes en buisleidingen waar gevaarlijke stoffen een rol spelen, mogen nieuwe bestemmingen in de omgeving niet beperkend werken. Een windturbine mag niet substantieel bijdragen aan de (standaard) ongevalsfrequenties (risico's van ongevallen met gevaarlijke stoffen bij inrichtingen, routes en leidingen voor de omgeving). In het algemeen wordt een bijdrage van 10% aan toename van de faalfrequentie acceptabel gevonden (het Handboek, bijlage D, paragraaf 4.3). Omdat gevaarlijke stoffen bij de verschillende categorieën voorkomen, wordt dit onderwerp ook bij de verschillende hoofdcategorieën behandeld.

Het Handboek beschrijft de rekenmethodiek voor het risico van windturbines en de afstandscriteria met normen die volgen uit wet- en regelgeving en beleidsregels. De te volgen stappen zijn in figuur 3.1 schematisch weergegeven.



Figuur 3.1
Systematiek risicobeoordeling

Hieronder wordt de risicobeoordeling verder toegelicht.

3.3.3 Bebouwing

Voor bebouwing zijn de definities kwetsbaar object en beperkt kwetsbaar object van belang. Zie hierboven. In het Activiteitenbesluit milieubeheer zijn de normen opgenomen voor het plaatsgebonden risico voor gebouwen. Het plaatsgebonden risico (PR) voor een buiten de inrichting gelegen beperkt kwetsbaar object, veroorzaakt door een windturbine of een combinatie van windturbines, is niet hoger dan 10^{-5} per jaar. Het plaatsgebonden risico (PR) voor een buiten de inrichting gelegen kwetsbaar object, veroorzaakt door een windturbine of een combinatie van windturbines, is niet hoger dan 10^{-6} per jaar.

3.3.4 Wegen

Wegen waar turbines naast geplaatst worden, kunnen worden ingedeeld in rijkswegen, provinciale wegen, gemeentelijke wegen en private wegen. Voor ieder soort weg geldt een ander bevoegd gezag (Rijkswaterstaat, provincie, gemeente, waterschap of private eigenaar). Wegen worden niet gecategoriseerd als kwetsbare of beperkt kwetsbare objecten. Voor de risicoanalyses wordt in de hoofdcategorie 'wegen' onderscheid gemaakt in:

1. Personenvervoer. Hieronder vallen alle personen die zich verplaatsen over de weg zoals fietsers, voetgangers, auto's met inzittenden, touringcars en bestuurders van vrachtauto's.
2. Vervoer van gevaarlijke stoffen. Dit betreft bijvoorbeeld tankauto's met gevaarlijke stoffen.

Rijkswaterstaat verleent namens de Minister van Infrastructuur en Milieu een vergunning wanneer een windturbine op het gronden van Rijkswaterstaat wordt geplaatst. Rijkswaterstaat hanteert dan artikel 3 lid 1 van de *Beleidsregel voor het plaatsen van windturbines op, in of over rijkswaterstaatwerken* een afstandseis:

1. voor turbines met een rotordiameter van 60 meter of kleiner: ten minste 30 meter uit de rand van de verharding;
2. voor turbines met een rotordiameter groter dan 60 meter: ten minste een halve rotordiameter.

De normen voor het Individueel Passanten Risico en het Maatschappelijk Risico mogen na plaatsing van de windturbines niet worden overschreden. Als maximaal toelaatbare waarde hanteert Rijkswaterstaat een IPR van $1*10^{-6}$ per jaar. Voor MR geldt dat niet meer dan $2*10^{-3}$ passanten per jaar mogen overlijden.

3.3.5 Vaarwegen

Net als voor wegen geldt dat vaarwegen ingedeeld kunnen worden naar hun beheerder op rijksniveau, provinciaal niveau, gemeentelijk niveau of private beheerder. Voor de risicoanalyses wordt in de hoofdcategorie 'waterwegen' onderscheid gemaakt in:

1. Personenvervoer. Hieronder vallen alle personen die zich verplaatsen over de waterweg in bijvoorbeeld plezierboten, jachten, roeiboten en vrachtboten.
2. Vervoer van gevaarlijke stoffen. Dit betreft bijvoorbeeld tankers met gevaarlijke stoffen.

Rijkswaterstaat verleent namens de Minister van Infrastructuur en Milieu vergunning wanneer een windturbine op gronden van Rijkswaterstaat wordt geplaatst. Rijkswaterstaat hanteert dan artikel 4 lid 1 van de *Beleidsregel voor het plaatsen van windturbines op, in of over rijkswaterstaatwerken* de volgende regel.

1. Langs kanalen, rivieren en havens wordt plaatsing van windturbines toegestaan bij een afstand van ten minste 50 meter uit de rand van de vaarweg.

De normen voor het Individueel Passanten Risico en het Maatschappelijk Risico mogen na plaatsing van de windturbines niet worden overschreden. Als maximaal toelaatbare waarde hanteert Rijkswaterstaat een IPR van 10^{-6} per jaar. Voor MR geldt dat niet meer dan $2*10^{-3}$ passanten per jaar mogen overlijden.

3.3.6 Spoorwegen

Alle hoofdspoorwegen in Nederland vallen onder de verantwoordelijkheid van ProRail. ProRail verleent namens de Minister van Infrastructuur en Milieu de vergunning. Dit geldt ook wanneer (delen van) de turbinebladen over de gebieden waarbinnen vergunningplicht geldt draaien. Daarbuiten adviseert ProRail contact met hen op te nemen wanneer windturbines in de nabijheid van het spoor worden geplaatst. Voor de risicoanalyses wordt de hoofdcategorie 'spoorwegen' onderverdeeld in:

1. Personenvervoer. Hieronder vallen alle personen die zich per trein verplaatsen: passagiers en personeel van personen- en goederentreinen.
2. Vervoer van gevaarlijke stoffen. Ook per trein worden gevaarlijke stoffen vervoerd, bijvoorbeeld in tankwagons.

In verband met de spoorwegveiligheid hanteert ProRail een afstandseis tussen windturbines en de spoorweg en moet het veiligheidsrisico voor personen en gevaarlijke stoffen worden bepaald. In het kader van de Ruimtelijke Ordening (bijvoorbeeld bij de vaststelling van bestemmingsplannen) geeft ProRail het volgende plaatsingsadvies.

> *De afstand tussen windturbines en het dichtstbijgelegen spoor moet minimaal 7,85 meter + halve rotordiameter zijn, gemeten vanuit het hart van het dichtstbijzijnde spoor, met een minimum van 30 meter.*

De normen voor het Individueel Passanten Risico en het Maatschappelijk Risico mogen na plaatsing van de windturbines niet worden overschreden. Als maximaal toelaatbare waarde hanteert ProRail een IPR van 10^{-6} per jaar. Voor een infrastructuur waarop wettelijk toelaatbare snelheden boven de 160 km/h bestaan (bijvoorbeeld de Hoge Snelheidslijn) hanteert ProRail een toelaatbare IPR-waarde van 10^{-7} per jaar. ProRail hanteert het MR criterium dat er jaarlijks niet meer dan $2*10^{-3}$ passanten mogen overlijden.

3.3.7 Industrie

Voor het verkrijgen van een vergunning voor windturbines is het noodzakelijk dat wordt voldaan aan de eisen die voor Bevi-inrichtingen gelden of op basis van het Activiteitenbesluit. Hiervoor gelden de volgende opties.

1. De windturbines zijn geen onderdeel van de Bevi-inrichting. De windturbines worden aan het Activiteitenbesluit getoetst en de risicoverhoging van de Bevi-inrichting ten gevolge van de windturbines wordt conform het Bevi getoetst.
2. De windturbines zijn onderdeel van de Bevi-inrichting. De Bevi-inrichting toetsen conform het Bevi.

Voor industriegebieden wordt onderscheid gemaakt in de volgende typen inrichtingen.

1. Niet-categoriale inrichtingen. Voor deze inrichtingen kan uitsluitend via een berekening worden bepaald welke afstand tot gevoelige objecten moet worden aangehouden om aan de geldende normen te voldoen.
2. Categoriale inrichtingen. Voor deze inrichtingen is een systematiek ontwikkeld waarbij per type inrichting uit een tabel kan worden afgelezen bij welke afstand wordt voldaan aan de norm (bijvoorbeeld LPG-tankstations). Plaatsing van windturbines kan echter betekenen dat de risicocontour van de categoriale inrichting groter wordt.

Daarnaast is er nog de categorie *'lichte industrie'* zoals werkplaatsen en kantoren, waar niet in continudienst gewerkt wordt en waar geen of slechts kleine hoeveelheden gevaarlijke stoffen worden gebruikt. Vanuit het oogpunt van risicoanalyses zijn objecten in deze categorie verder als 'beperkt kwetsbare objecten' te beschouwen en te behandelen volgens de richtlijnen in de paragraaf 'Bebouwing'.

Bevi-bedrijven worden niet gecategoriseerd als *kwetsbare* of *beperkt kwetsbare* objecten. Bevi-bedrijven zelf moeten voldoen aan het plaatsgebonden risico, PR, en het groepsrisico voor inrichtingen moet te verantwoorden zijn.

Bij *Niet-categorale* bedrijven moet het Plaatsgebonden Risico (van de inrichtingen) berekend worden en bepaald of het nieuwe groepsrisiconiveau te verantwoorden is. Het PR is van toepassing op kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten buiten de inrichting. Ook na plaatsing van de windturbines moet de nabijgelegen risicovolle inrichting aan de normen voor het plaats-gebonden risico voldoen.

3.3.8 Buisleidingen

Voor eigenaren van buisleidingen voor transport van brandbare of gevaarlijke stoffen, waaronder Gasunie, geldt dat het van groot belang is de veiligheid en leveringszekerheid te kunnen garanderen. Windturbines kunnen deze veiligheid en leveringszekerheid in gevaar brengen doordat er een kans bestaat dat een falende windturbine (of onderdelen daarvan) de buisleiding (deels) beschadigd.
Wanneer er gevaarlijke stoffen door de leiding worden getransporteerd, kunnen er bij beschadiging ook slachtoffers vallen.

Buisleidingen worden in het Handboek onderverdeeld in:
1. leidingen waardoor minder risicovolle tot ongevaarlijke stoffen worden getransporteerd, zoals lage druk aardgasleidingen, drinkwaterleidingen, rioleringen, en stadsverwarming;
2. leidingen waardoor gevaarlijke stoffen worden getransporteerd, zoals hogedruk aardgasleidingen en hogedruk brandstofleidingen of petrochemische leidingen.

Voor leidingen waardoor minder risicovolle tot ongevaarlijke stoffen worden getransporteerd, bestaan geen risicocriteria. Deze hoeven in een risicoanalyse dan ook niet te worden beschouwd. De risicoanalyse heeft, volgens het Handboek, dus alleen betrekking op leidingen waardoor gevaarlijke stoffen worden getransporteerd en onder het Besluit externe veiligheid buisleidingen (Bevb) vallen.

Voor zowel bovengrondse als ondergrondse buisleidingen wordt geadviseerd een afstand aan te houden waarbuiten geen significant additioneel risico van een windturbine te verwachten is. Deze afstand hangt samen met de gevolgen voor de omgeving wanneer de windturbine omvalt of een blad afbreekt. Voor ondergrondse buisleidingen wordt geadviseerd de grootste afstand van:
1. maximale werpafstand bij nominaal toerental;
2. ashoogte + ½ rotordiameter.

Voor bovengrondse buisleidingen, die per definitie minder bescherming hebben dan ondergrondse leidingen, wordt geadviseerd een afstand van:
- maximale werpafstand bij overtoeren.

Indien aan de afstandseis wordt voldaan, is geen kwantitatieve risicoanalyse nodig. Als buisleidingen wel binnen deze afstand liggen, is een kwantitatieve risicoanalyse vereist.

3.3.9 Hoogspanningsinfrastructuur
TenneT acht het risico van windturbines op hun infrastructuur aanvaardbaar wanneer wordt voldaan aan de volgende afstanden. Er moet een vrije ruimte aangehouden worden die minimaal gelijk of groter is dan de maximale werpafstand bij nominaal toerental, of indien deze groter is dan de ashoogte plus ½ rotordiameter van de betreffende windturbine, zoals beschreven en aangeduid in tabel 2 van het Handboek (generieke waarden voor werpafstanden, zie ook handboek bijlage B).

Als eerste richtlijn kan gebruikt worden dat de windturbine(s) de kans op falen van de verbinding met 10% mag verhogen. Deze additionele faalkans wordt gerelateerd aan de al aanwezige faalkans van de verbinding tussen de aangrenzende verdeel- of transformatorstations. Omdat er geen standaard faalfrequentie van een hoogspanningsverbinding bestaat, moet in alle gevallen overleg en afstemming met TenneT plaatsvinden.

3.3.10 Dijklichamen en waterkeringen
Waterkeringen zijn in beheer bij Rijkswaterstaat of de waterschappen. Waterkeringen kunnen worden ingedeeld naar hun functie in:
1. primaire dijken (water-land);
2. secundaire dijken (land-land);
3. dammen (water-water).

Naast calamiteiten met de windturbine bestaan er nog vijf mogelijke faalmechanismen (lokale erosie, interne erosie, zetting, afschuiving, en zettingsvloeiing). Het belang van de verschillende veiligheidsaspecten is afhankelijk van de plaats van een windturbine in het dwarsprofiel. Deze worden in het Handboek verder niet behandeld. Wanneer de windturbines buiten het dwarsprofiel van de waterkering staan, is dit verder niet relevant.

Rijkswaterstaat verleent namens de Minister van Infrastructuur en Milieu vergunning wanneer een windturbine op gronden van Rijkswaterstaat wordt geplaatst. Dit geldt ook wanneer een blad(deel) over het eigendom van Rijkswaterstaat draait. Rijkswaterstaat hanteert dan artikel 7 van de 'Beleidsregel voor het plaatsen van windturbines op, in of over rijkswaterstaatwerken' de volgende eisen:

1. Plaatsing van windturbines wordt niet toegestaan in de kernzone van de primaire waterkering. Onder kernzone wordt verstaan het eigenlijke dijk-, duin- of damlichaam zijnde de primaire waterkering als bedoeld in de Wet op de waterkering.
2. Plaatsing van windturbines buiten de kernzone van de primaire waterkering, wordt slechts toegestaan mits dit geen negatieve gevolgen heeft voor de waterkerende functie van de primaire waterkering conform de veiligheidsnorm van de Waterwet.

Indien Rijkwaterstaat vergunningverlener is, wordt deze eis gesteld voor het verlenen van de vergunning.

3.4 Normering samengevat

In tabel 3.1 is een overzicht weergegeven van de geldende risicocriteria die de beheerders van infrastructurele werken hanteren. ProRail en Rijkswaterstaat (RWS) verlenen namens de Minister van Infrastructuur en Milieu een vergunning aan de windparkontwikkelaar wanneer een windturbine in het beheersgebied gepland is of met een tip over het beheersgebied draait. Deze beheerders hebben afstanden bepaald, waarbuiten de risico's die windturbines met zich meebrengen door de beheerders, bezien van hun belang, aanvaardbaar worden geacht.

Tabel 3.1
Bevoegd gezag en risicocriteria

Onderdeel	Beheerder	Afstandscriterium	Toetsing	Normering
Bebouwing		Beperkt kwetsbare objecten op ½ rotordiameter. Kwetsbare objecten op masthoogte + ½ rotordiameter of de maximale werpafstand bij nominaal toerental.	PR	PR 10^{-6} en PR 10^{-5} contour voor resp. kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten.
Rijksweg	RWS	½ rotordiameter (RD) uit de rand van de verharding met een minimum van 30 m.	IPR MR	10^{-6} per jaar $2 * 10^{-3}$ per jaar
Waterweg	RWS	Een minimum van 50 m uit de rand van de vaarweg.	IPR MR	10^{-6} per jaar $2 * 10^{-3}$ per jaar
Spoorweg	Prorail	7,85 meter + ½ RD uit het rand van het dichtstbijzijnde spoor minimum van 30 m.	IPR MR	10^{-6} per jaar $2 * 10^{-3}$ per jaar
Ondergrondse buisleidingen	Gasunie	Hoogste waarde van: maximale werpafstand bij nominaal toerental;	Additionele bezwijkkans	Max. 10%[1] toevoegen aan oorspronkelijke breukkans buisleiding voor deel binnen invloedgebied windturbine.

Onderdeel	Beheerder	Afstandscriterium	Toetsing	Normering
		ashoogte + ½ rotordiameter.		
Bovengrondse buisleidingen	Gasunie	Maximale werpafstand bij overtoeren.	Additionele bezwijkkans	Max 10%[1] toevoegen aan oorspronkelijke breukkans buisleiding voor deel binnen invloedgebied windturbine.
Hoogspannings-infrastructuur	TenneT	Hoogste waarde van: Maximale werpafstand bij nominaal toerental. Ashoogte + ½ rotordiameter.	Additionele bezwijkkans	Max. 10%[1] toevoegen aan autonome faalfrequentie hoogspanningsverbinding. In overleg met TenneT.
Industrie	Beheerder	Afhankelijk van inrichting.	PR van inrichting GR van inrichting	PR 10^{-6} en PR 10^{-5} contour Geen norm maar oriëntatie-waarde.
Waterkering	Waterschap, RWS	Buiten kernzone	Binnen Kernzone	Geen negatieve gevolgen voor de waterkerende functie van de primaire waterkering.

[1] Eerste benadering

4 Beoordeling risicozonering

Zoals in het wettelijk kader beschreven, worden de risico's van windturbines gevormd door de volgende scenario's:

1. breuk van windturbineblad;
2. omvallen van een windturbine door mastbreuk;
3. naar beneden vallen van de gondel en/of rotor;
4. het naar beneden vallen van kleine onderdelen (bouten, blad- en tipdelen, ijs).

De risico's van scenario's 1 en 2 zijn in dit rapport nader onderzocht voor de in het gebied aanwezige te beschermen objecten en passanten.

Voor het naar beneden vallen van de gondel en/ of rotor (scenario 3) geldt dat incidenten alleen binnen een afstand van een bladlengte (enkele tientallen meters) vanaf de mast kunnen optreden. Aangezien binnen deze afstanden geen objecten en passanten voorkomen (en daarmee het risico per definitie is uitgesloten), blijft dit scenario in de berekeningen en beoordeling verder achterwege.

Voor kleine onderdelen en ijsafwerping is het risico in Nederland dermate klein dat het PR hiervan verwaarloosbaar is (Handboek; Bijlage C-38). De windturbines draaien niet over gebouwen en (vaar)wegen heen. Er zijn geen bijzondere omstandigheden aanwezig waardoor aanvullend onderzoek noodzakelijk wordt geacht. Bijzondere omstandigheden zijn bijvoorbeeld als het gebied onder de rotor vrij toegankelijk is voor passanten of als lokale weersomstandigheden significant afwijken van het gemiddelde Nederlandse klimaat. Daarom wordt ook ijsafwerping en vallen van kleine onderdelen niet verder onderzocht.

4.1 Werpafstanden en kansdichtheden

Om het invloedsgebied van de windturbines met betrekking tot externe veiligheid te bepalen, wordt de maximale werpafstand van een turbineblad berekend. De maximale werpafstand is de afstand dat een turbineblad weggeworpen kan worden wanneer dit afbreekt. Deze afstand wordt berekend volgens de methodiek zoals aangegeven in bijlage C hoofdstuk 3 (ballistisch model zonder lucht-krachten) van het Handboek[2]. De nummering tussen haakjes is de verwijzing naar de nummering in het Handboek en is weergegeven in bijlage II. In tabel 4.1 is weergegeven wat de maximale werpafstanden van de onderzochte windturbines zijn. De maximale werpafstand is de berekende situatie bij overtoeren (gelijk aan tweemaal nominaal toerental).

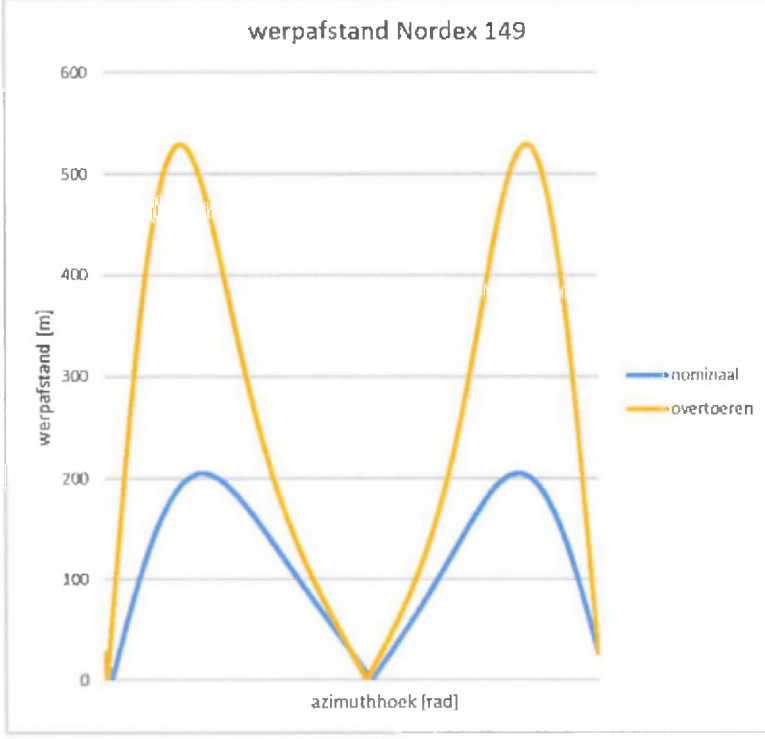
[2] Omdat in werkelijkheid luchtkrachten/luchtweerstand wel degelijk een rol speelt bij de werpafstand van een blad, betekent dit dat een turbineblad minder ver kan worden weggeworpen dan voorgesteld in tabel 4.1.

Tabel 4.1
Maximale werpafstanden (bij overtoeren) van de onderzochte windturbines

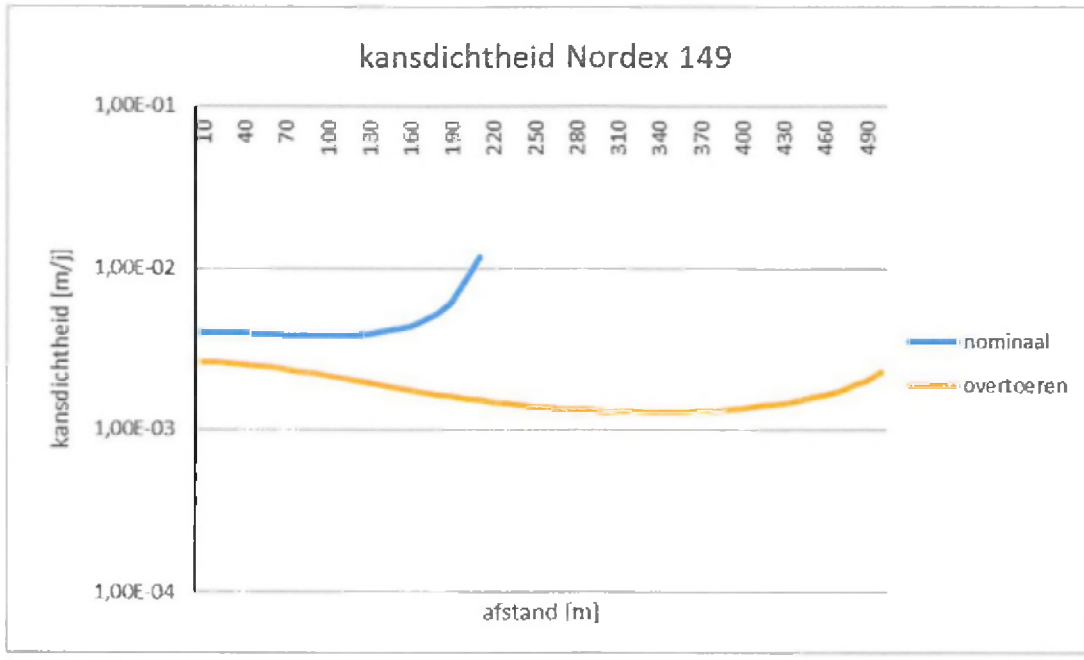
Turbine	Maximale werpafstand (overtoeren)
Vestas 136	494 meter
Vestas 150	492 meter
Nordex 131	520 meter
Nordex 149	529 meter
Senvion 140	391 meter
Senvion 148	454 meter

Uit de berekeningen blijkt dat de grootste werpafstand van alle onderzochte windturbines bij overtoerensituatie 529 meter bedraagt. Nordex 149 heeft de grootste maximale werpafstand en wordt daarmee bepalend/worstcase geacht voor het gebied waar effecten door bladbreuk kunnen worden verwacht. Voor de overige externe-veiligheidsaspecten wordt per keer bepaald welk windturbinetype de worstcase benadering geeft.

Voor de Nordex 149 (met een vermogen van 4,0 – 4,5 MW en een ashoogte van 164 meter) leidt dit tot de volgende verdeling van de werpafstand en de kansdichtheden als functie van de afstand bij nominaal toerental en bij overtoeren (figuur 4.1 en 4.2). In bijlage II zijn de werpafstanden en kansdichtheden van de overige turbines uit tabel 4.1 weergegeven. De kansdichtheid wordt gebruikt in de berekening van de trefkans voor een object in de omgeving.



Figuur 4.1
Werpafstand als functie van de azimuthhoek (α, in rad.) en horizontale afstand (in meters) ten opzichte van de windturbine; voor nominaal toerental (in blauw) en overtoeren (in oranje)



Figuur 4.2
De verticale as geeft met log-as de kansdichtheden (per meter/jaar) weer, als functie van afstand (m) ten opzichte van de windturbine; voor nominaal toerental (in blauw) en overtoeren (in oranje)

4.2 Invloedsgebied

Nu de maximale werpafstand bepaald is (namelijk 529 meter), is daarmee ook het invloedsgebied van de windturbines inzake externe veiligheid gedefinieerd. Hoofdcategorieën zoals benoemd zijn in paragraaf 3.4.1, hoeven niet nader onderzocht te worden wanneer deze buiten het invloedsgebied van de windturbines liggen.

De volgende categorieën zijn niet nader onderzocht, omdat deze categorieën zich niet binnen de maximale werpafstand van de windturbines bevinden:
1. spoorwegen (op circa 3.325 meter afstand, in de Blokhovenpolder in Schalkwijk);
2. industrie (ammoniakkoelinstallatie op circa 1.250 meter afstand, Tuurdijk 43 in 't Goy; géén Bevi-inrichting aanwezig binnen de maximale werpafstand);
3. buisleidingen (op circa 4.320 meter afstand, nabij Tunnelweg in Culemborg);
4. hoogspanningsinfrastructuur (op circa 7.550 meter afstand, nabij Rijnseweg in Bunnik).

De volgende categorieën zijn binnen het invloedgebied gelegen en zijn daarom in dit rapport verder onderzocht:
1. bebouwing;
2. wegen;
3. vaarwegen;
4. dijklichamen en waterkeringen.

4.3 Bebouwing

In artikel 3.15a lid 1 en lid 2 van het Activiteitenbesluit is bepaald dat:

1. het plaatsgebonden risico voor een buiten de inrichting gelegen kwetsbaar object, veroorzaakt door een windturbine of een combinatie van windturbines, niet hoger is dan 10^{-6} per jaar;
2. het plaatsgebonden risico voor een buiten de inrichting gelegen beperkt kwetsbaar object, veroorzaakt door een windturbine of een combinatie van windturbines, is niet hoger dan 10^{-5} per jaar.

Op basis van de generieke gegevens gelden conform het Handboek de volgende afstandseisen voor bebouwing.

1. Beperkt kwetsbare objecten dienen minimaal een halve rotordiameter van de turbine af te liggen, dit is gelijk aan de PR10^{-5} risicocontour.
2. Kwetsbare objecten zijn niet toegestaan binnen een afstand van het maximum van:
   i. ashoogte plus een halve rotordiameter (de tiphoogte) of, indien een grotere afstand:
   ii. de maximale werpafstand bij nominaal toerental.
   Dit is gelijk aan de PR10^{-6} risicocontour.

Voor Windpark Goyerbrug zijn de PR10^{-5}-contour en PR10^{-6}-contour berekend. De berekende waarden zijn opgenomen in tabel 4.2 en 4.3.

Tabel 4.2
Minimaal vereiste afstand tot beperkt kwetsbare objecten

Turbinetype	Rotordiameter (m)	PR10^{-5}-contour (m) (Minimaal vereiste afstand tot beperkt kwetsbare objecten)
Vestas 136	136	68
Vestas 150	150	**75**
Nordex 131	131	66
Nordex 149	149	75
Senvion 140	140	70
Senvion 148	148	74

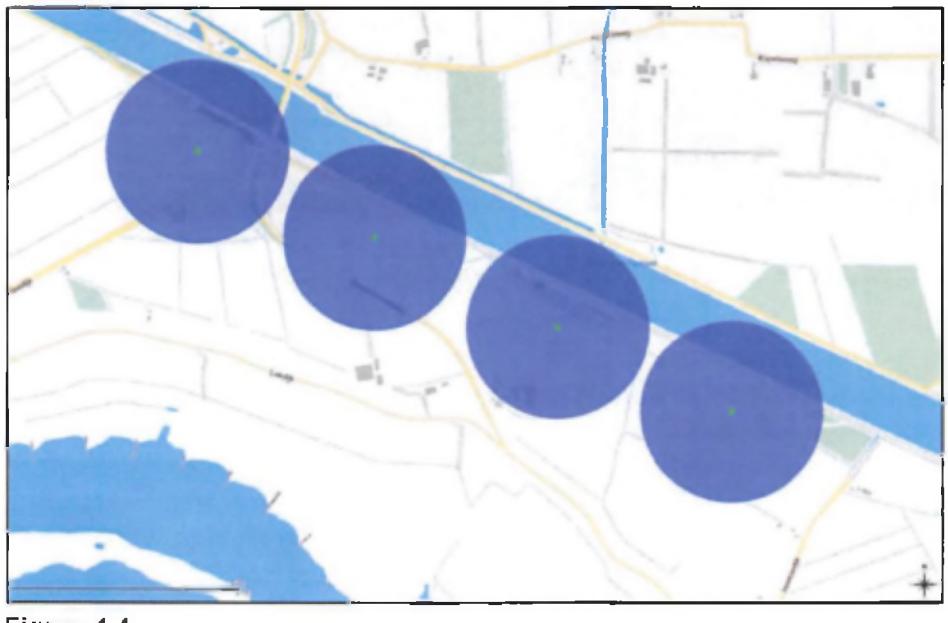
Tabel 4.3
Minimaal vereiste afstand tot kwetsbare objecten

Turbinetype	Berekende maximale werpafstand (m) bij nominaal toerental, conform Handboek (ballistisch model zonder luchtkrachten)	Tiphoogte (m)	PR10^{-6}-contour (m) (Minimaal vereiste afstand tot kwetsbare objecten) (Dit is de grootste van: 1) maximale werpafstand of 2) tiphoogte)
Vestas 136	191	217	217
Vestas 150	194	241	**241**
Nordex 131	197	211	211
Nordex 149	205	239	239
Senvion 140	161	230	230
Senvion 148	182	239	239

Beperkt kwetsbare objecten
De PR 10^{-5}-contour ligt voor Windpark Goyerbrug in een worstcase scenario op 75 meter. Er bevinden zich geen *beperkt kwetsbare objecten* binnen de PR 10^{-5}-contour, zie figuur 4.3.

Figuur 4.3
PR 10^{-5}-contour

Kwetsbare objecten
De PR 10^{-6}-contour ligt voor Windpark Goyerbrug in een worstcase scenario op 241 meter. Er bevinden zich geen *kwetsbare objecten* binnen de PR 10^{-6}-contour, zie figuur 4.4 De aanwezige bebouwing binnen de PR 10^{-6} contour, kwalificeert zich niet als *kwetsbaar object*, maar als *beperkt kwetsbaar object*. Het betreft hier de onroerende zaken aan de Beusichemseweg 146, 3938 NL te Schakwijk en Zuwedijk 6, 3998 NA in Schalkwijk. Deze onroerende zaken vormen overigens een technische, organisatorische en functionele binding met Windpark Goyerbrug. In verband met deze binding met Windpark Goyerbrug, treden de betreffende onroerende zaken toe tot de inrichting. Ook daarom worden deze onroerende zaken niet verder beschouwd als object in het kader van het extern risico - PR 10^{-6} contour.



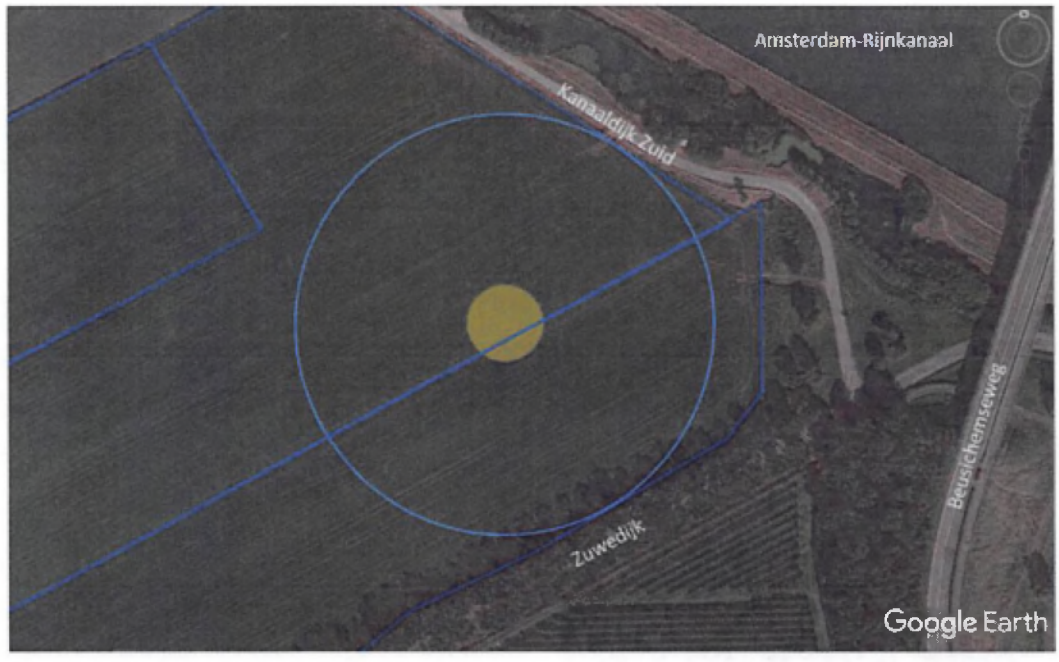
Figuur 4.4
PR 10^{-6}-contour

Conclusie bebouwing
De PR 10^{-5} contour ligt op 75 meter en binnen deze contour zijn geen beperkt kwetsbare objecten aanwezig. De PR 10^{-6} contour ligt op 241 meter en binnen deze contour zijn geen kwetsbare objecten aanwezig. Ter informatie, binnen de PR 10^{-6} contour (op 241 meter) zijn twee beperkt kwetsbare objecten aanwezig. Deze onroerende zaken zijn onderdeel van de inrichting van Windpark Goyerbrug en worden niet als object voor externe veiligheid meegenomen.

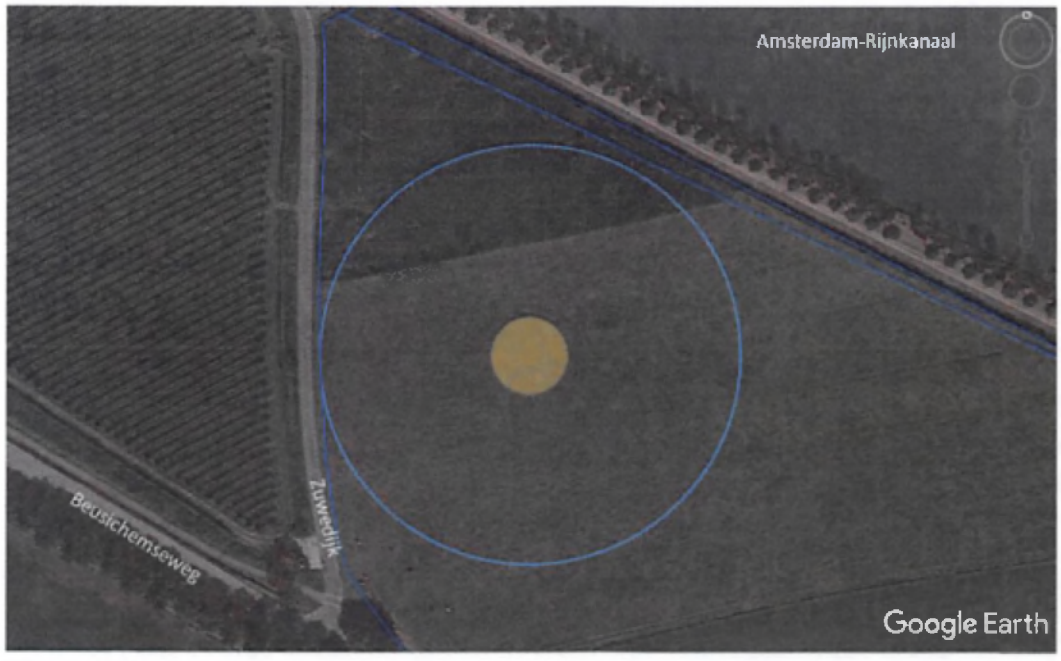
4.4 Wegen

4.4.1 Verkeersveiligheid (overdraai)

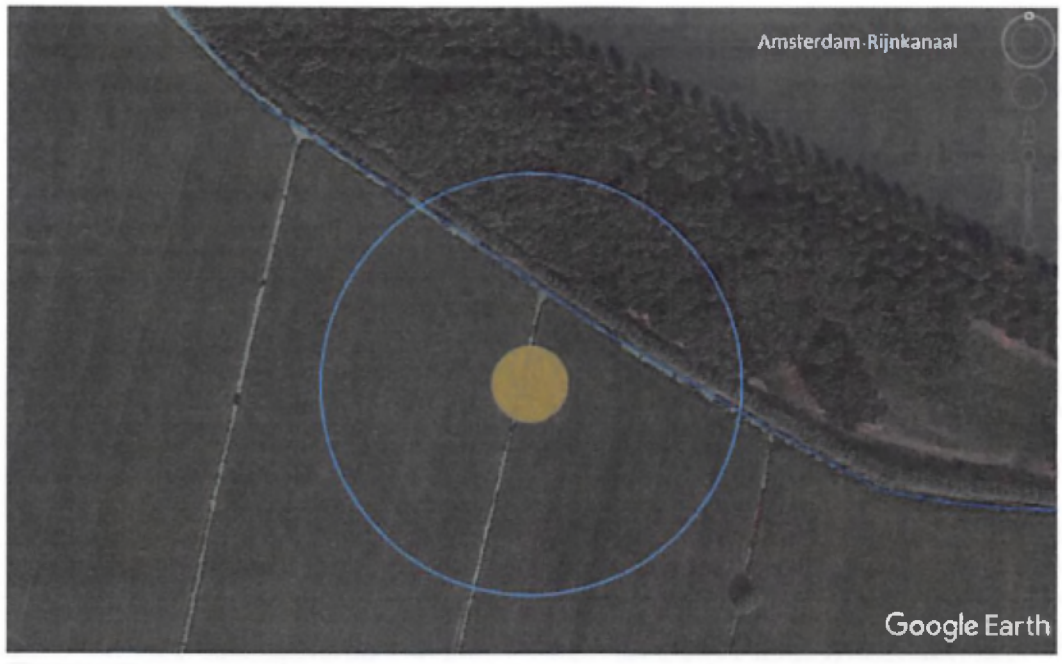
Windturbines waarvan de bladen boven wegen draaien (overdraai-situatie) kunnen van invloed zijn op de verkeersveiligheid (beleidsregel Rijkswaterstaat). De bladen van Windpark Goyerbrug draaien niet over wegen. Dit is te zien in de figuren 4.5 tot en met 4.8. In de figuren is een maximale overdraaicontour van 152,3 meter aangehouden in plaats van de maximale rotor-diameter van 150 meter. De overdraaicontour is groter dan de maximale rotordiameter, omdat de rotor excentrisch ten opzichte van het hart van de fundering en mast geplaatst is.



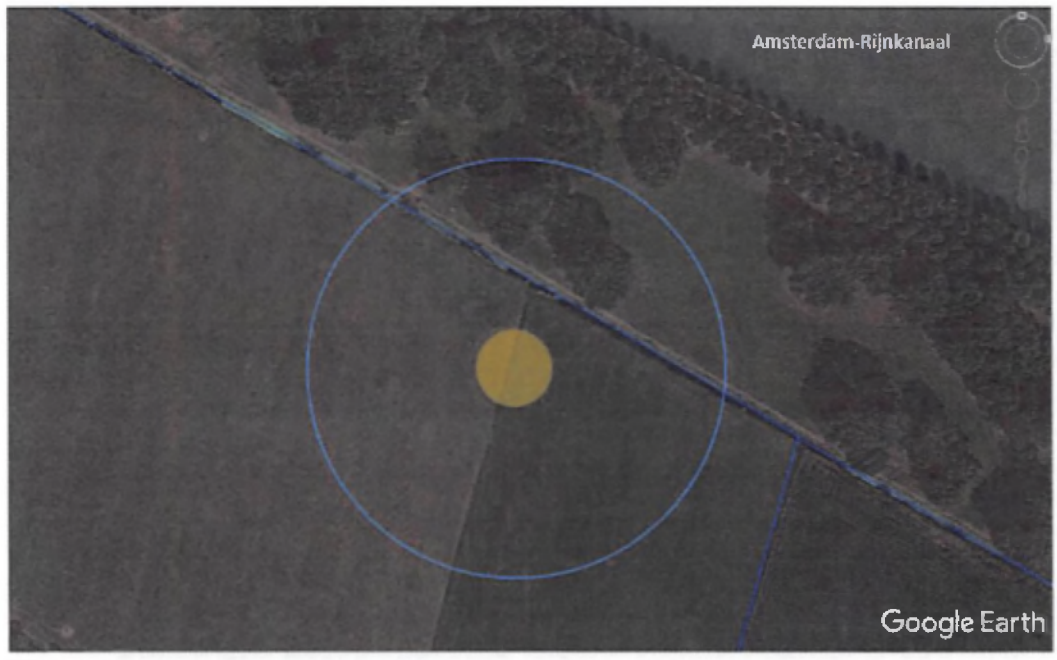
Figuur 4.5
Situatietekening overdraai (inclusief locatie fundament en kadastrale grenzen) windturbine 1.



Figuur 4.6
Situatietekening overdraai (inclusief locatie fundament en kadastrale grenzen) windturbine 2.



Figuur 4.7
Situatietekening overdraai (inclusief locatie fundament en kadastrale grenzen) windturbine 3.



Figuur 4.8
Situatietekening overdraai (inclusief locatie fundament en kadastrale grenzen) windturbine 4.

Conclusie verkeersveiligheid
De windturbines draaien niet over wegen. De invloed op de verkeersveiligheid hoeft niet verder te worden onderzocht en wordt acceptabel geacht.

4.4.2 Personenvervoer

De dichtstbijzijnde wegen zijn de Zuwedijk en de Kanaaldijk Zuid, beide op minimaal 80 meter afstand gelegen. Voor de berekening van het IPR zijn naast eigenschappen van de turbine ook het aantal turbines, de afstand tot de weg (80 meter) en de snelheid op de weg (60 km/h) van belang. Er wordt berekend wat het risico is tijdens de volgende scenario's:

1. bladbreuk bij nominaal toerental;
2. bladbreuk tijdens overtoeren;
3. mastbreuk.

Deze risico's worden gesommeerd om tot het totale risico te komen.

Bladbreuk
De kans P_w dat een passant op een weg, met traject 's' en de kansdichtheid op een punt langs s met een kansdichtheid van P_{ZWPT} (per meter), wordt geraakt door een afgebroken blad is te berekenen volgens de formules in bijlage II.

De gegeven faalfrequenties voor bladbreuk in het Handboek zijn $8{,}4.10^{-4}$ en 5.10^{-6} voor bladbreuk bij respectievelijk nominaal toerental en overtoeren. De kans dat een passant wordt getroffen door bladbreuk, wordt dan gegeven door Pw,totaal: dit is gelijk aan de som van Pw,nominaal en Pw,overtoeren. De berekening en resultaten zijn gegeven in bijlage II.

De maximale trefkans bij bladbreuk voor wegen is $2{,}07.10^{-12}$ /jaar voor de Nordex 149. De worst case in dit geval wordt bepaald door de Nordex 149.

Mastbreuk
Bij een afstand van een route tot de windturbine kleiner dan ashoogte + halve rotordiameter, kan een mast bij passanten raken. De kans dat dit gebeurt wordt gegeven door P_r en wordt mede bepaald door de kans op mastbreuk P_{mb}, dat is gegeven in het Handboek en bedraagt $1{,}30.10^{-4}$. De formules en resultaten van alle turbines zijn gegeven in bijlage II.

Hieruit volgt dat de maximale kans dat nabijgelegen infrastructuur door een omvallende turbine wordt geraakt (P_r) $7{,}13.10^{-5}$ /j is. Dit is in het geval van windturbine types Vestas 150 en Nordex 149.

Individueel Passanten Risico (IPR) en Maatschappelijk Risico (MR)
Het individueel passanten risico (IPR) is de som van de trefkans door bladbreuk (Pw,totaal) en de trefkans door mastbreuk (Pr). In bijlage II is het IPR voor alle windturbines gegeven, zowel per turbine als in totaal per vier turbines.

Daarnaast is het maatschappelijk risico (MR) berekend door het aantal autopassages te vermenigvuldigen met het IPR. Hierbij is ervan uitgegaan dat er 1.825.000 passages per jaar zijn, oftewel 5.000 passages per dag. Ook deze resultaten zijn weergegeven in bijlage II.

Het maximale IPR bedraagt $8{,}45.10^{-12}$ (/jaar) voor vier turbines van het type Nordex 149. Hiermee wordt ruimschoots voldaan aan de norm voor het IPR: 1.10^{-6} (/jaar). Voor het MR is de intensiteit van de weg van belang. De exacte intensiteit is niet bekend, maar het is een erg rustige weg. Er wordt ruimschoots voldaan aan de norm voor de MR bij een aanname van 5.000 voertuigen per dag (wat voor een landweg met bestemmingsverkeer een extreme situatie is). Hiermee komt het MR op $1{,}54.10^{-5}$. Hiermee wordt ruim voldaan aan de norm voor het MR van $2{,}0.10^{-3}$.

Conclusie passantenrisico
Aan de richtwaarden voor IPR en MR wordt voldaan.

4.4.3 Vervoer gevaarlijke stoffen
De Zuwedijk is niet aangemerkt in het Basisnet wegen als route waar transport van gevaarlijke stoffen over plaatsvindt. Daarom is er geen sprake van risicotoename door plaatsing van de windturbines voor het transport van gevaarlijke stoffen over de weg.

4.4.4 Conclusie wegen
De invloed op de verkeersveiligheid hoeft niet verder te worden onderzocht, omdat de windturbines niet over wegen draaien. Zowel IPR als MR voor wegen voldoen ruim aan de normen ($8{,}45.10^{-12}$ en $1{,}54.10^{-5}$ respectievelijk). Over de Zuwedijk vindt geen transport van gevaarlijke stoffen plaats en daarom is er geen sprake van risicotoename door plaatsing van de windturbines.

4.5 Vaarwegen

4.5.1 Nautische veiligheid

Windturbines waarvan de bladen boven vaarwegen bewegen (overdraai-situatie) kunnen van invloed zijn op de nautische verkeersveiligheid (beleidsregel Rijkswaterstaat). Daarom is in beeld gebracht of dit moet worden onderzocht. Zie figuren 4.4 tot en met 4.8 voor de overdraaicirkels. Met de bladen van de windturbines wordt niet over vaarwegen gedraaid.

Conclusie nautische veiligheid

Voor vaarwegen geldt dat invloed op de nautische veiligheid niet verder hoeft te worden onderzocht en acceptabel wordt geacht omdat er geen overdraai over de vaarwegen plaatsvindt.

4.5.2 Personenvervoer

Voor vaarwegen geldt een minimale afstandseis van 50 meter uit de rand van de vaarweg. Voor de worstcase turbine (waarbij de rotor 150 meter bedraagt) is deze afstand minimaal 75 meter. Aangezien de kortste afstand tot het Amsterdam-Rijnkanaal 105 meter bedraagt (bij turbine nummer 2), wordt voldaan aan de eis. Op pagina 35 van het Handboek staat het volgende: *"Wanneer de windturbines niet voldoen aan de afstandseis, moet in een aanvullende risicoanalyse het individueel passanten risico (IPR) en het maatschappelijk risico (MR) worden berekend".* Hoewel een initiatiefnemer volgens het Handboek niet verplicht is om een kwalitatieve analyse te geven met betrekking tot het personenvervoer via het Amsterdam-Rijnkanaal, is er toch een analyse opgesteld om een beeld te kunnen schetsen van het risico. In tabel 4.4 is het IPR en MR opgenomen voor passerende schepen.

Tabel 4.4

Individueel passanten risico en maatschappelijk risico

Uitgangspunten berekeningen		
Vaarpassages per jaar Amsterdam- Rijnkanaal (conservatief)	100.000	
Aantal turbines	4	
Minimum. snelheid	1,4 m/s	5 km/h
Afstand tot het Amsterdam-Rijnkanaal	105 m	
Berekening IPR	*[/jaar]*	
IPR per turbine (type Nordex 149)	$1{,}69.10^{-11}$	
IPR, vier turbines (type Nordex 149)	$6{,}77.10^{-11}$	norm: $1*10^{-06}$
Berekening MR	*[/jaar]*	
MR, vier turbines (type Nordex 149)	$6{,}77.10^{-5}$	norm: $2*10^{-03}$

De risicomaten Individueel Passanten Risico en Maatschappelijk Risico zijn veel lager dan de norm en daarmee acceptabel.

Conclusie passantenrisico

Aan het afstandscriterium wordt door Windpark Goyerbrug voldaan. Voor vaarwegen geldt dat het passantenrisico voldoet aan de normen (IPR en MR) en dat daarmee het risico voor passanten acceptabel kan worden geacht.

4.5.3 Vervoer gevaarlijke stoffen

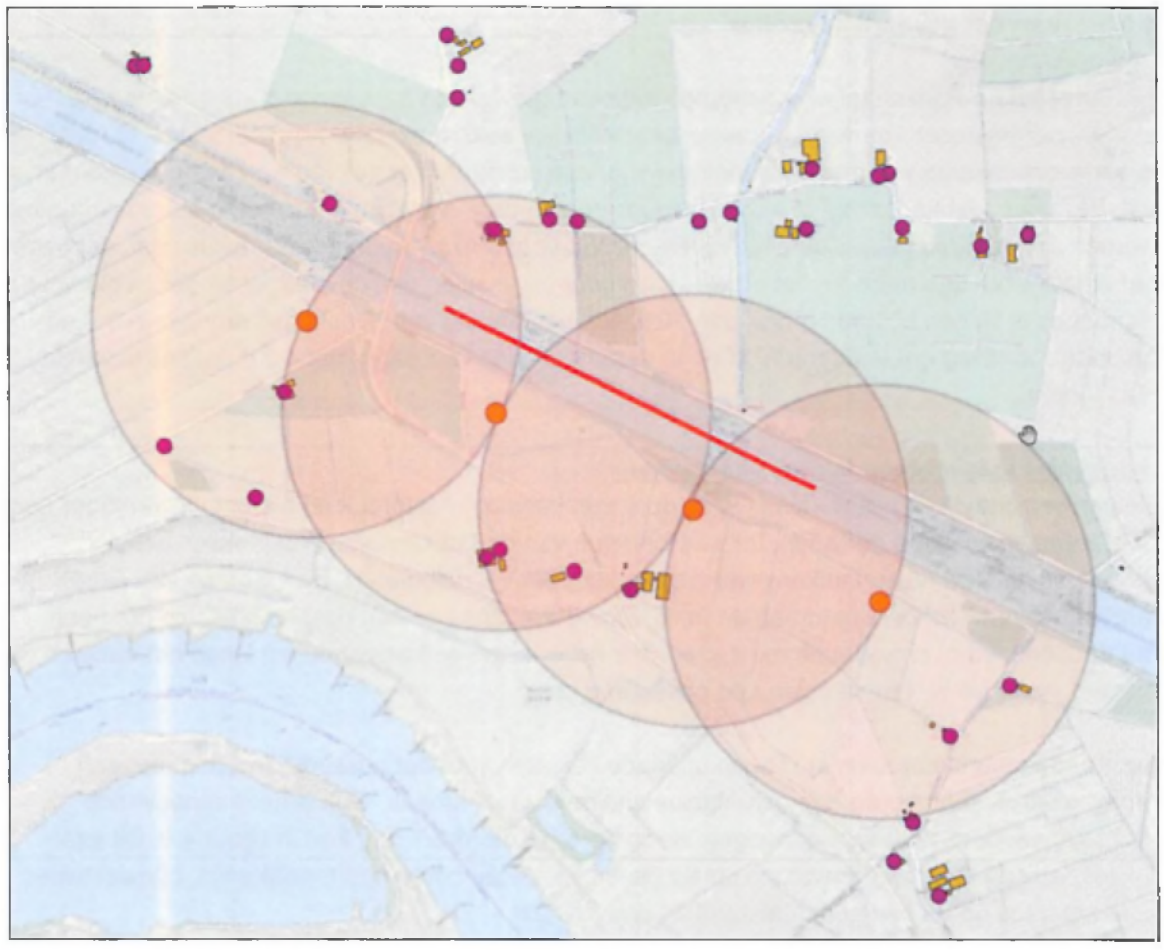
Vervoersaantallen

Het Amsterdam-Rijnkanaal is opgenomen in het aangewezen vaarwegennet voor gevaarlijke stoffen, het Basisnet Vaarwegen (bevaarbaarheidsklasse 6, maximale vaarsnelheid is 18 km/u). Er is een worstcase gemiddelde vaarsnelheid voor alle schepen met gevaarlijke stoffen aangehouden van 5 km/uur. Het kanaal ligt in het invloedgebied van de windturbines. Er moet daarom nagegaan worden dat de bijdrage aan de ongevalsfrequentie voor tankschepen acceptabel is voor wat betreft het plaatsgebonden risico en het groepsrisico door ongevallen met gevaarlijke stoffen. Volgens het Handboek is bij een bijdrage groter dan 10% een berekening van het plaatsgebonden risico en groepsrisico nodig om te beoordelen en te verantwoorden (zie paragraaf 4.2 in Bijlage D van het Handboek).

Berekening toename van faalkans bij schepen

De aanwezigheid van windturbines leidt, door een kans op mastbreuk en bladbreuk waardoor een passerend schip wordt getroffen, tot een toename van de faalkans van een tankschip met gevaarlijke stoffen (deze faalkans wordt uitgedrukt per vaarkilometer). De toename van deze faalfrequentie wordt berekend aan de hand van de trefkans van een passerend schip door een afgebroken blad of omvallende mast, die afhankelijk is van de kansverdeling langs het tracé en de afstand, snelheid en remweg van een passerend schip.

Voor onderstaande berekening is een scenario gekozen voor het passerende schip met een remweg van 500 meter en een gemiddelde snelheid van 5 km/uur. Ook is het maatgevende kilometervak bepaald waar het hoogste risico bestaat: de rode lijn (1 km) in figuur 4.9. Dit vaartraject van een kilometer omvat maximaal twee overtoeren contouren tegelijkertijd, oftewel twee keer het tracé op de bepalende afstand tot de turbines.



Figuur 4.9
Risicocontouren van de windturbines voor overtoeren (529 meter). De rode lijn geeft het maatgevende kilometervak aan.

Bladbreuk
De kans P_w dat een passerend schip, met traject 's' en de kansdichtheid van P_{ZWPT} (per meter) langs dit traject, wordt geraakt door een afgebroken blad is te berekenen volgens de formules gegeven in bijlage II.

Mastbreuk
Bij een afstand van een route tot de windturbine kleiner dan ashoogte + halve rotordiameter, kan een mast passanten raken. De kans dat dit gebeurt wordt bepaald zoals beschreven in bijlage II.

Totale toename faalfrequentie
De totale toename van de faalkans door bladbreuk en mastbreuk voor een windturbine is maximaal voor het type Nordex 149. De toename bedraagt over het tracé voor bladbreuk (353 meter) resp. mastbreuk (428 meter) bedraagt per kilometer:

1. Toename faalfrequentie door bladbreuk bedraagt $3{,}41.10^{-9}$ per passage km per jaar.
2. Toename faalfrequentie door mastbreuk bedraagt $4{,}08.10^{-10}$ per passage km per jaar.
3. De totale toename (per windturbine) bedraagt $3{,}41.10^{-9} + 4{,}08.10^{-10} = 3{,}81.10^{-9}$ per passage km per jaar.

Omdat de maatgevende kilometer langs maximaal twee windturbines in het park ligt, wordt de bijdrage aan de faalfrequentie van het schip 2 x $3{,}81.10^{-9}$ = $7{,}63.10^{-9}$ per passage km per jaar.

Volgens de 'Handleiding Risicoanalyse Transport – Bijlagen', versie 1,2, 11 januari 2017 (Bijlage tabel 5-2, nr. 2, traject ARK_2) is de initiële faalfrequentie voor schepen op dit tracé $2{,}8.10^{-7}$. De berekende procentuele bijdrage van de windturbine op de faalkans van ongevallen met schepen is dan $7{,}63.10^{-9}$ / $2{,}8.10^{-7}$ = 2,72 %.

De faalfrequentie neemt met minder dan 10% toe en voldoet daarmee aan de norm van het Handboek[3].

Conclusie risico's tankschepen met gevaarlijke stoffen
De bijdrage van windturbines aan de ongevallenfrequenties op het Amsterdam-Rijnkanaal is minder dan 10%. De toename van het plaatsgebonden risico en het groepsrisico door de situatie met windturbines vormt geen belemmering.

4.5.4 Conclusie vaarwegen

Er wordt aan het afstandscriterium door Windpark Goyerbrug voldaan. Ten aanzien van gevaarlijke stoffen geldt dat de bijdrage van windturbines aan de ongevallenfrequenties op het Amsterdam-Rijnkanaal minder dan 10% is. Voor vaarwegen geldt dat invloed op de nautische veiligheid niet verder hoeft te worden onderzocht en acceptabel wordt geacht. Voor vaarwegen geldt verder dat het passantenrisico voldoet aan de normen (IPR en MR) en dat daarmee het risico voor passanten acceptabel kan worden geacht.

4.6 Dijklichamen en waterkeringen

Voor waterkeringen geldt dat er geen windturbines in de kernzone en de beschermingszone van primaire waterkeringen mogen worden geplaatst. Primaire waterkeringen zijn dijken die beschermen tegen het buitenwater (zeeën en de grote rivieren). De dijk langs de Lek is een primaire waterkering volgens de legger van het Hoogheemraadschap De Stichtse Rijnlanden. Plaatsing binnen de kern- en beschermingszone van de waterkering is alleen mogelijk als dit geen negatieve gevolgen heeft voor de waterkerende functie van de waterkering. Alle turbines bevinden zich buiten de kern- en beschermingszone van de waterkering. De turbines draaien ook niet over een dijklichaam of waterweg. Dit is op te maken uit de figuren 4.5 t/m 4.8. De plaatsing van de windturbines heeft geen negatieve gevolgen voor de waterkerende functie van de primaire waterkering en er zijn daarom geen belemmeringen.

[3] Daardoor hoeft niet te worden aangetoond door middel van een berekening dat aan de norm voor het plaatsgebonden risico ter plaatse van (beperkt) kwetsbare objecten wordt voldaan. Ook hoeft de toename het groepsrisico niet nagegaan te worden.

Figuur 4.10
Primaire waterkering en beschermingszone inclusief windturbines (in groen) en overdraai (in blauw)

<u>Conclusie dijklichamen en waterkeringen</u>
De windturbines zijn niet geplaatst in de primaire waterkering of in de beschermingszone. De turbines draaien ook niet over een dijklichaam of waterweg. Daarom zijn er geen negatieve gevolgen voor de waterkerende functie van de primaire waterkering.

5 Conclusies

Bladbreuk en mastbreuk
De categorieën spoorwegen, industrie, buisleidingen en hoogspanningsinfrastructuur bevinden zich niet binnen de maximale werpafstand (bij overtoeren), zodat deze categorieën niet verder hoeven te worden beoordeeld.

De categorieën bebouwing, wegen, vaarwegen, dijklichamen en waterkeringen liggen wel in het invloedsgebied en hiervoor is aanvullend onderzoek verricht. De criteria en beoordeling van deze te beschermen objecten zijn hieronder opgenomen:

Onderdeel	Afstandscriterium	Toetsing	Normering	Conclusie
Bebouwing	Beperkt kwetsbare objecten op ½ rotordiameter. Kwetsbare objecten op masthoogte + ½ rotordiameter of de maximale werpafstand bij nominaal toerental.	PR	PR 10^{-6} contour voor kwetsbare objecten PR 10^{-5} contour voor beperkt kwetsbare objecten.	PR 10^{-5} contour ligt op 75 meter: geen beperkt kwetsbare objecten aanwezig PR 10^{-6} contour ligt op 241 meter: geen kwetsbare objecten aanwezig (NB: binnen de PR 10^{-6} contour liggen twee objecten die onderdeel van de inrichting uitmaken en derhalve niet kwalificeren als kwetsbaar object.)
Wegen	½ rotordiameter (RD) uit de rand van de verharding met een minimum van 30 m.	IPR MR	10^{-6} per jaar $2 * 10^{-3}$ per jaar	IPR voldoet met $8{,}45.10^{-12}$ ruim aan de norm MR voldoet met $1{,}54.10^{-5}$ ruim aan de norm
Vaarwegen	Een minimum van 50 m uit de rand van de vaarweg.	IPR MR	10^{-6} per jaar $2 * 10^{-3}$ per jaar	IPR voldoet met $6{,}77.10^{-11}$ ruim aan de norm MR voldoet met $6{,}77.10^{-6}$ ruim aan de norm
Dijklichamen en Waterkeringen	Buiten kernzone	Binnen Kernzone	Geen negatieve gevolgen voor de waterkerende functie van de primaire waterkering.	Niet opgesteld binnen de kernzone, derhalve geaccepteerd risiconiveau

Ongevallen bij vervoer van gevaarlijke stoffen
De bijdrage van windturbines aan de ongevallenfrequenties op het Amsterdam-Rijnkanaal is met 2,72%, minder dan 10%. De toename van het groepsrisico en het plaatsgebonden risico door windturbines vormt daarom geen belemmering.

Vallen van gondel en/of rotor
Voor het naar beneden vallen van de gondel en/ of rotor geldt dat incidenten alleen binnen een afstand van een bladlengte vanaf de mast kunnen optreden. Aangezien binnen deze afstanden geen objecten en passanten voorkomen, is dit risico niet aanwezig.

IJsafwerping en vallen van kleine onderdelen
Voor kleine onderdelen en ijsafwerping is het risico in Nederland dermate klein dat algemeen wordt aangenomen dat het PR hiervan verwaarloosbaar is. Er zijn geen bijzondere omstandigheden aanwezig waardoor aanvullend onderzoek noodzakelijk wordt geacht. Het risico van ijsafwerking en het risico van het vallen van kleine onderdelen is acceptabel.

Algehele conclusie
De algehele conclusie van dit onderzoek is dat wordt voldaan aan de wettelijke normen en de overige richtwaarden voor externe veiligheid. Er zijn uit het oogpunt van externe veiligheid geen belemmeringen voor de te plaatsen windturbines.

LBP|SIGHT BV

ir. J.J. (Judith) Strik

ing. P.A.G. (Paul) van der Vleuten

Bijlage I

Specificaties onderzochte windturbines

Type	Vermogen	Rotordiameter	Ashoogte	Nominaal toerental [1]	Bladlengte	Tiphoogte (m)
Vestas 136	3,6 MW	136 meter	149 meter	11,7 rpm	66,7 meter	217
Vestas 150	4,0 - 4,2 MW	150 meter	166 meter	10,4 rpm	73,7 meter	241
Nordex 131	3,9 MW	131 meter	145 meter	12,6 rpm	64,4 meter	211
Nordex 149	4,0 - 4,5 MW	149 meter	164 meter	11,0 rpm [2]	72,4 meter	239
Senvion 140	3,7 MW	140 meter	160 meter	9,6 rpm [2]	68,5 meter	230
Senvion 148	4,2 M	148 meter	165 meter	10 rpm	72,4 meter	239

Geraadpleegde bronnen zijn hieronder weergegeven.

[1] Nominaal toerental is gelijk aan 'rated rotational speed'.
[2] Hierbij is voor de hoogste waarde gekozen van de reeks voor nominaal toerental

Restricted
Document no.: 0053-3707 V02
2016-01-22

General Description

3MW Platform

Vestas Wind Systems A/S · Hedeager 42 · 8200 Aarhus N · Denmark · www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas

Original Instruction: T05 0053-3707 VER 02

T05 0053-3707 Ver 02 - Approved - Exported from DMS: 2016-02-04 by MHEIT

The wind turbine family utilises the OptiTip® concept and a power system based on an induction generator and full-scale converter. With these features, the wind turbine is able to operate the rotor at variable speed and thereby maintain the power output at or near rated power even in high wind speed. At low wind speed, the OptiTip® concept and the power system work together to maximise the power output by operating at the optimal rotor speed and pitch angle.

Operating the wind turbine in the 3.6 MW Power Optimized Mode (PO1) is achieved by applying an extended derate strategy and reduced reactive power capability compared with 3.45 MW operation.

3 Mechanical Design

3.1 Rotor

The wind turbine is equipped with a rotor consisting of three blades and a hub. The blades are controlled by the microprocessor pitch control system OptiTip®. Based on the prevailing wind conditions, the blades are continuously positioned to optimise the pitch angle.

Rotor	V105	V112	V117	V126	V136
Diameter	105 m	112 m	117 m	126 m	136 m
Swept Area	8659 m^2	9852 m^2	10751 m^2	12469 m^2	14527 m^2
Speed, Dynamic Operation Range	8.3-17.6	8.1-17.6	6.7-17.5	5.9-16.3 (6.2-16.3)	5.6-15.3
Rotational Direction	Clockwise (front view)				
Orientation	Upwind				
Tilt	6°				
Hub Coning	4°				
No. of Blades	3				
Aerodynamic Brakes	Full feathering				

Table 3-1: Rotor data

3.2 Blades

The blades are made of carbon and fibreglass and consist of two airfoil shells bonded to a supporting beam.

Blades	V105	V112	V117	V126	V136
Type Description	Airfoil shells bonded to supporting beam			Infused structural airfoil shell	
Blade Length	51.15 m	54.65 m	57.15 m	61.66 m	66.66 m
Material	Fibreglass reinforced epoxy, carbon fibres and Solid Metal Tip (SMT)				

Original Instruction: T05 0053-3707 VER 02

T05 0053-3707 Ver 02 - Approved - Exported from DMS: 2016-02-04 by MHEIT

Original Instruction: T05 0056-6108 VER 01

3MW RPM curves

V105 – 3.45/3.6MW

V112 – 3.45/3.6MW

V117 – 3.45/3.6MW

V126 – 3.45MW Low Torque

V126 – 3.45/3.6MW High Torque

V136 – 3.45/3.6MW

QMS 00091 VER 00

T05 0056-6108 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-02-07 by JURFR

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, DK-8200 Aarhus N, Denmark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas

2. Average rotor speed vs. wind speed

	V105	V105	V112	V112	V117	V117	V126	V126	V126	V136	V136
	3.45MW	3.6MW	3.45MW	3.6MW	3.45MW	3.6MW	3.45MW	3.45MW	3.6MW	3.45MW	3.6MW
							Low Torque	High Torque	High Torque		
Wind Speed [m/s]	Speed [RPM]	Speed [RPM]	Speed [RPM]	Speed [RPM]	Speed [RPM]	Speed [RPM]	Speed [RPM]	Speed [RPM]	Speed [RPM]	Speed [RPM]	Speed [RPM]
3.0	7.77	7.77	8.02	8.02	6.69	6.69	6.18	5.93	5.93	5.56	5.56
3.5	8.33	8.33	8.05	8.05	6.69	6.69	6.18	5.93	5.93	5.56	5.56
4.0	8.33	8.33	8.05	8.05	6.69	6.69	6.18	5.93	5.93	5.57	5.57
4.5	8.33	8.33	8.05	8.05	6.91	6.91	6.28	6.18	6.18	5.97	5.97
5.0	8.34	8.34	8.13	8.13	7.62	7.62	6.84	6.83	6.83	6.61	6.61
5.5	8.68	8.68	8.68	8.68	8.38	8.38	7.50	7.49	7.49	7.25	7.25
6.0	9.38	9.38	9.44	9.44	9.12	9.12	8.17	8.17	8.17	7.91	7.91
6.5	10.14	10.14	10.22	10.22	9.89	9.89	8.85	8.84	8.84	8.56	8.56
7.0	10.94	10.94	11.01	11.01	10.66	10.68	9.51	9.49	9.49	9.21	9.21
7.5	11.72	11.72	11.80	11.80	11.38	11.38	10.13	10.13	10.13	9.87	9.87
8.0	12.49	12.49	12.57	12.57	12.16	12.16	10.86	10.84	10.84	10.51	10.51
8.5	13.22	13.25	13.28	13.31	12.90	12.90	11.52	11.43	11.49	11.12	11.12
9.0	13.66	13.77	13.70	13.81	13.49	13.55	12.16	11.73	11.94	11.52	11.52
9.5	13.83	14.00	13.84	14.01	13.79	13.94	12.75	11.83	12.12	11.65	11.65
10.0	13.85	14.04	13.85	14.04	13.84	14.02	13.18	11.82	12.13	11.65	11.65
10.5	13.84	14.03	13.84	14.02	13.83	14.02	13.37	11.82	12.13	11.67	11.66
11.0	13.83	14.01	13.83	14.01	13.84	14.02	13.41	11.83	12.13	11.67	11.67
11.5	13.82	14.01	13.84	14.01	13.84	14.02	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
12.0	13.85	14.02	13.84	14.02	13.85	14.04	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
12.5	13.85	14.04	13.85	14.03	13.85	14.04	13.42	11.83	12.15	11.67	11.67
13.0	13.86	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.15	11.67	11.67
13.5	13.86	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
14.0	13.85	14.05	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
14.5	13.85	14.05	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
15.0	13.85	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
15.5	13.85	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
16.0	13.85	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
16.5	13.85	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
17.0	13.85	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
17.5	13.85	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
18.0	13.85	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
18.5	13.85	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
19.0	13.85	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
19.5	13.85	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.15	11.67	11.67
20.0	13.85	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.15	11.67	11.67
20.5	13.85	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.15	11.67	11.67
21.0	13.85	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.15	11.67	11.67
21.5	13.85	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
22.0	13.85	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
22.5	13.85	14.04	13.85	14.04	13.85	14.04	13.42	11.83	12.14	11.67	11.67
23.0	13.86	14.05	13.85	14.04	13.86	14.05	-	11.83	12.15	-	-
23.5	13.86	14.05	13.85	14.04	13.86	14.05	-	11.83	12.15	-	-
24.0	13.86	14.04	13.86	14.04	13.86	14.05	-	11.83	12.15	-	-
24.5	13.86	14.04	13.86	14.04	13.86	14.05	-	11.83	12.15	-	-
25.0	13.86	14.04	13.86	14.04	13.86	14.05	-	11.83	12.15	-	-

Original Instruction: T05 0056-6108 VER 01

T05 0056-6108 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-02-07 by JURFR

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, DK-8200 Aarhus N, Denmark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Restricted
Document no.: 0067-7060 V01
2017-12-01

General Description

4MW Platform

Vestas Wind Systems A/S · Hedeager 42 · 8200 Aarhus N · Denmark · www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Operating the wind turbine in 4.2 MW Power Optimized Mode (PO1) is achieved by applying an extended ambient temperature derate strategy and reduced reactive power capability compared with 4.0 MW Mode 0 operation.

3 Mechanical Design

3.1 Rotor

The wind turbine is equipped with a rotor consisting of three blades and a hub. The blades are controlled by the microprocessor pitch control system OptiTip®. Based on the prevailing wind conditions, the blades are continuously positioned to optimise the pitch angle.

Rotor	V117	V136	V150
Diameter	117 m	136 m	150 m
Swept Area	10751 m^2	14527 m^2	17671 m^2
Speed, Dynamic Operation Range	6.7-17.5	5.6-14.0	4.9-12.0
Rotational Direction	Clockwise (front view)		
Orientation	Upwind		
Tilt	6°		
Hub Coning	4°	4°	5.5°
No. of Blades	3		
Aerodynamic Brakes	Full feathering		

Table 3-1: Rotor data

3.2 Blades

The blades are made of carbon and fibreglass and consist of two airfoil shells bonded to a supporting beam or with embedded structure.

Blades	V117	V136	V150
Type Description	Airfoil shells bonded to supporting beam	Prepreg or infused structural airfoil shell	Prepreg or infused structural airfoil shell
Blade Length	57.15 m	66.66 m	73.66 m
Material	Fibreglass reinforced epoxy, carbon fibres and Solid Metal Tip (SMT)		
Blade Connection	Steel roots inserted		
Airfoils	High-lift profile		
Maximum Chord	4.0 m	4.1 m	4.2 m
Chord at 90% blade radius	1.1 m	1.2 m	1.4 m

Table 3-2: Blades data

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Original Instruction: T05 0068-0935 VER 00

4MW RPM curves

V117 – 4.0/4.2MW

V136 – 4.0/4.2MW

V150 – 4.0/4.2MW

QMS 00091 VER 00

T05 0068-0935 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2017-08-01 by MHEIT

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, DK-8200 Aarhus N, Denmark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas

2. Average rotor speed vs. wind speed

	V117	V136	V150
	4.0/4.2MW	4.0/4.2MW	4.0/4.2MW
Wind Speed [m/s]	Speed [RPM]	Speed [RPM]	Speed [RPM]
3.0	6.17	5.09	4.89
3.5	6.17	5.09	4.89
4.0	6.28	5.31	5.03
4.5	6.81	5.95	5.60
5.0	7.59	6.60	6.21
5.5	8.34	7.25	6.83
6.0	9.08	7.91	7.44
6.5	9.84	8.57	8.09
7.0	10.61	9.22	8.68
7.5	11.36	9.88	9.29
8.0	12.11	10.44	9.87
8.5	12.84	10.73	10.25
9.0	13.34	10.79	10.36
9.5	13.55	10.80	10.37
10.0	13.58	10.80	10.37
10.5	13.58	10.80	10.37
11.0	13.58	10.80	10.37
11.5	13.58	10.80	10.37
12.0	13.58	10.80	10.37
12.5	13.58	10.80	10.37
13.0	13.58	10.80	10.37
13.5	13.58	10.80	10.37
14.0	13.58	10.80	10.37
14.5	13.58	10.80	10.37
15.0	13.58	10.80	10.37
15.5	13.58	10.80	10.37
16.0	13.58	10.80	10.37
16.5	13.58	10.80	10.37
17.0	13.58	10.80	10.37
17.5	13.58	10.80	10.37
18.0	13.58	10.80	10.37
18.5	13.58	10.80	10.37
19.0	13.58	10.80	10.37
19.5	13.58	10.80	10.37
20.0	13.58	10.80	10.37
20.5	13.58	10.80	10.37
21.0	13.58	10.80	10.37
21.5	13.58	10.80	10.37
22.0	13.58	10.80	10.37
22.5	13.58	10.80	10.37
23.0	13.58	10.80	
23.5	13.58	10.80	
24.0	13.58	10.80	
24.5	13.58	10.80	
25.0	13.58	10.80	

3. Average generator speed vs. wind speed

	V117	V136	V150
	4.0/4.2MW	4.0/4.2MW	4.0/4.2MW

Original Instruction: T05 0068-0935 VER 00

T05 0068-0935 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2017-08-01 by MHEIT

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, DK-8200 Aarhus N, Denmark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

DELTA GENERATION

PROVEN TECHNOLOGY – AT A NEW STAGE OF EVOLUTION

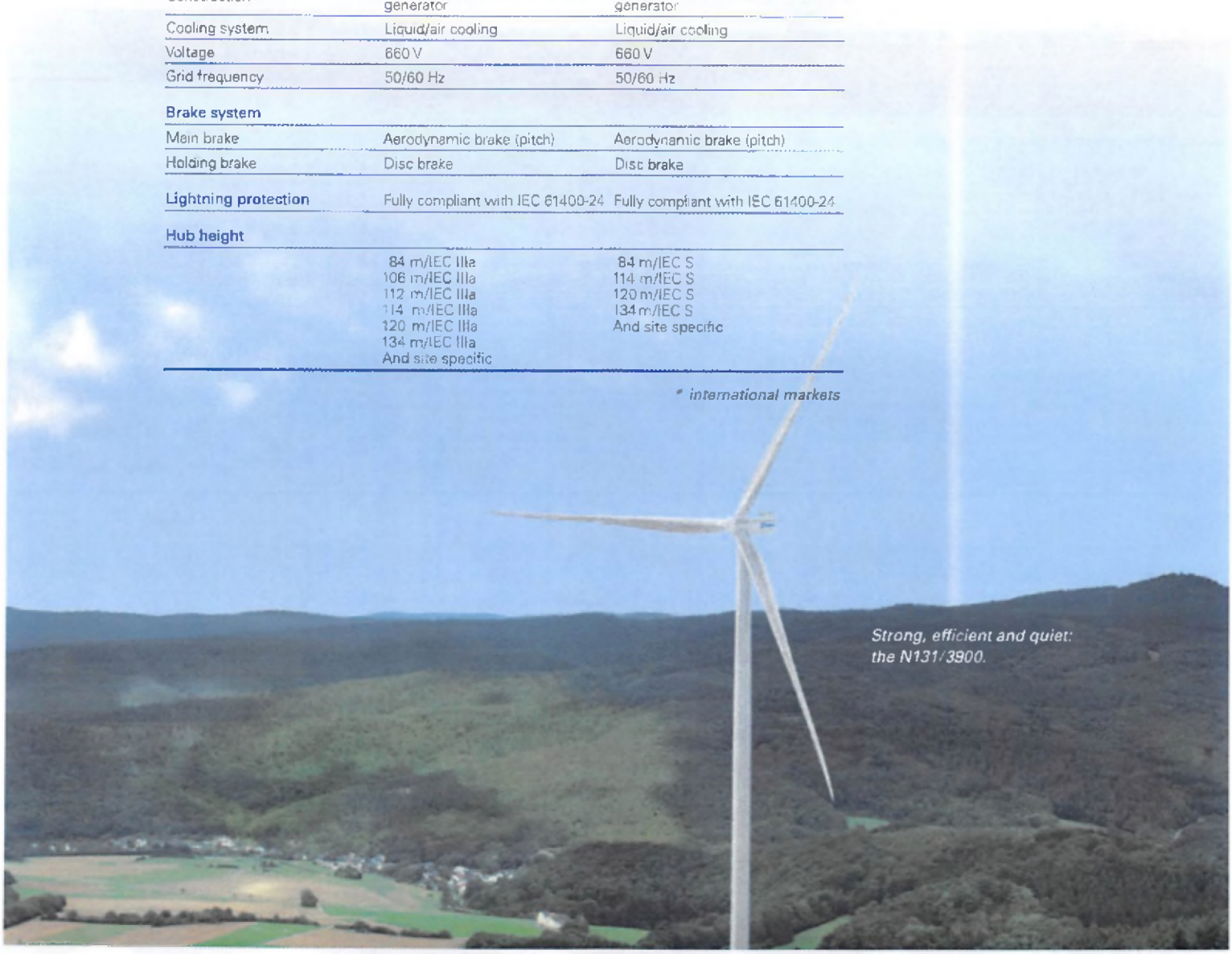
N100/3300 N131/3600
N117/3600 N131/3900
N131/3300

NORDEX acciona Windpower

TECHNICAL DATA

	*N131/3300 IEC	N131/3900
Operating data		
Rated power	3,300 kW	3,900 kW
Cut-in wind speed	3.0 m/s	3.0 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s	25 m/s
Rotor		
Diameter	131.0 m	131.0 m
Swept area	13,478 m²	13,478 m²
Operating range rotational speed	7.5–13.6 rpm	7.9–14.4 rpm
Rated rotational speed	11.2 rpm	12.6 rpm
Tip speed	76.9 m/s	86.2 m/s
Speed control	Variable via microprocessor	Variable via microprocessor
Overspeed control	Pitch angle	Pitch angle
Gearbox		
Type	3-stage gearbox (planetary-planetary-spur gear)	3-stage gearbox (planetary-planetary-spur gear)
Generator		
Construction	Doubly fed asynchronous generator	Doubly fed asynchronous generator
Cooling system	Liquid/air cooling	Liquid/air cooling
Voltage	660 V	660 V
Grid frequency	50/60 Hz	50/60 Hz
Brake system		
Main brake	Aerodynamic brake (pitch)	Aerodynamic brake (pitch)
Holding brake	Disc brake	Disc brake
Lightning protection	Fully compliant with IEC 61400-24	Fully compliant with IEC 61400-24
Hub height		
	84 m/IEC IIIa 106 m/IEC IIIa 112 m/IEC IIIa 114 m/IEC IIIa 120 m/IEC IIIa 134 m/IEC IIIa And site specific	84 m/IEC S 114 m/IEC S 120 m/IEC S 134 m/IEC S And site specific

** international markets*



Strong, efficient and quiet: the N131/3900.

*The **POWER PACKAGE** for successful projects*

DELTA4000

MAXIMUM FLEXIBILITY. MAXIMUM OUTPUT.

N149/4.0-4.5
N133/4.8

NORDEX

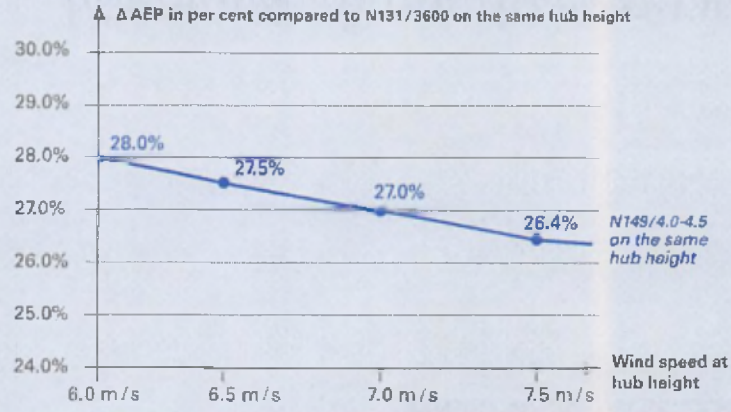
acciona Windpower

TECHNICAL DATA

	N149 / 4.0-4.5
Operating data	
Rated power	4,000–4,500 kW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	20 m/s (26 m/s)*
Rotor	
Diameter	149.1 m
Swept area	17,460 m²
Operating range rotational speed	6.4–12.3 rpm
Rated rotational speed	9.8–11.0 rpm
Tip speed	76.5–86.0 m/s
Speed control	Variable via microprocessor
Overspeed control	Pitch angle
Gearbox	
Type	3-stage gearbox (planetary-planetary-spur gear)
Generator	
Construction	Doubly fed asynchronous generator
Cooling system	Liquid/air cooling
Voltage	660 V
Grid frequency	50/60 Hz
Brake system	
Main brake	Aerodynamic brake (pitch)
Holding brake	Disc brake
Lightning protection	Fully compliant with IEC 61400-24
Hub height	
	105 m/IEC S, DIBt S 125 m/IEC S, DIBt S 164 m/IEC S, DIBt S And site specific

** optional site-specific adjustment up to 26 m/s*

Compared to the N131 / 3600, the N149 / 4.0-4.5 generates additional annual yields of up to 28 per cent.



Calculation of AEP based on air density of 1.225 kg/m³, wind shear of 0.2 and Weibull shape parameter of k = 2.0

Senvion 3.7M140 EBC

[50Hz]

Product Description (preliminary)

Doc. no.: PD-3.20-WT.WT.01-C-EN-A
2017-04-18

SENVION
wind energy solutions

2 Mechanical System

2.1 Rotor

The rotor consists of three rotor blades that are flange-mounted on the cast hub via a pivoted double row four-point contact bearing. The rotor blades can thus be adjusted along their linear axis via electrical pitch drives that rotate with the blades. The electrical blade pitch is used to limit the rotational speed of the rotor and the power output. Furthermore, the pitch system is the main brake of the WTG. In order to ensure the continued operation of the blade adjustment in the event of a power failure or malfunction, each blade has its own, independent storage battery set that rotates with the blade.

In the partial load range, i.e. when the WTG is operated below the rated power, the turbine works at a constant blade pitch and variable speed to exploit the optimum rotor aerodynamics. Within the nominal load area, i.e. when the WTG has reached its maximum rotor speed, it operates with a constant nominal torque which is given by the generator. Changes of the wind speed are controlled by the blade pitch. Wind energy from strong gusts can be stored by an acceleration of the rotor and only then converted into damped electrical energy via the blade pitch and fed into the grid.

The use of the "tilted-cone" concept with a 4° tilted blade connection on the hub and pre-bent rotor blades in conjunction with a 5° incline of the whole drive train allow an extremely short overhang of the nacelle between the rotor and the tower. This provides a good weight balance of the whole nacelle and a safe load transfer into the tower top without transmitting a high flux of force over a long distance via the main frame.

In case of a major component replacement near the drive train the rotor may remain in the wind turbine (see also chapter Suspension Concept [► Page 9]).

To assist with maintenance work at the rotor hub it is accessible directly from the nacelle through openings between the blade root connections.

Technical Data Rotor	
Rotor diameter	140 m
Swept area	15,394 m^2
Speed range	6.3 to 9.55 (+25%) min^{-1}
Rotor axis inclination	5°
Rotor cone angle	4°
Sense of rotation	clockwise (right)
Rotor position	upwind

2.1.1 Rotor Blades

The blade design of the Senvion 3.7M140 EBC combines a rigid structure, capable of even withstanding strong gusts, with a lightweight construction to minimize the transfer of forces onto the nacelle. This is made possible by using a sandwich construction from glass-fiber reinforced plastic (GRP) with the necessary material properties.

The rotor blades of the Senvion 3.7M140 EBC have been adjusted with a view to improved aerodynamic efficiency and a further reduction in noise emissions. To ensure aerodynamic performance and stability, as well as the noise emissions of the Senvion 3.7M140 EBC, vortex generators and additional sound reducing components are used.

A special blade coating protects them against the negative effects of UV radiation and moisture. To prevent erosion the blade leading edges are further protected by additional measures (e.g., anti-erosion film etc.).

The rotor blades are in the blade color light gray (RAL 7035), a bright standard color for the tower and the nacelle also. This reduces the effects of reflections without affecting the power characteristic of the Senvion 3.7M140 EBC. The rotor blade can optionally have rotor blade markings applied.

Senvion GmbH reserves the right to select and modify, at its sole discretion, the manufacturer or type of blades without consulting the customer.

Technical Data Rotor Blade	
Number of rotor blades	3
Rotor blade length	68.5 m
Rotor blade material	Glass-fiber reinforced plastic (GFRP) in sandwich construction
Rotor blade color	light grey (RAL 7035)

2.1.2 Blade Pitch System

The rotor blades are connected to the rotor hub via the blade bearings in a pivotable manner and can be adjusted individually around the longitudinal axis using the pitch system. For this purpose each rotor blade has its own pitch system. The co-rotating blade pitch drives are designed as DC motors and act via the planetary gearbox and pinion on the external gearing of the bearing.

A quickly operating synchronizing controller is used to synchronize the individual pitch systems. To ensure safe operation also during grid failure or a fault, each rotor blade has its own co-rotating battery set.

Technical Data Blade Pitch System	
Principle	Electrical pitch system for each rotor blade
Power control	Pitch angle and speed control
Pitch drives	DC motors, battery bufferd, syncronized

2.2 Nacelle

To meet the demand for an innovative wind turbine, the nacelle of the Senvion 3.7M140 EBC has – as with all current Senvion wind turbines – been designed by a renowned designer. The result is an aerodynamically adapted design that, based on existing experience, offers improvements for service and maintenance. Maintenance can be performed with the nacelle closed, but it can also be partially opened for major component replacements.

The entry from the tower into the nacelle can be obtained via one hatch in the main frame. An additional maintenance platform has been installed to reach the components below the main frame.

All systems can be operated via the control system from the nacelle. An emergency stop push-button has been installed for safety. All rotating/moving parts within the nacelle are generally protected by covers to prevent the risk of injury.

Glass-fibre reinforced plastic (GRP) has been chosen as material for the nacelle enclosure, as it offers a reliable protection and is lightweight. The nacelle enclosure also has the additional functions of noise insulation and maintaining the operating temperature.

The 4.2M148 EBC. Optimized for low wind locations.

The Senvion 3.XM and 4.XM series

The 3.XM and 4.XM series combine all the best features of our onshore portfolio. With a modular technology concept, a wide range of turbine types, rotor diameters and project-specific hub heights, they ensure the best match for every project and optimized yield at every location. Our continuous, evolutionary development based on proven, robust designs results in highly reliable turbines delivering high yields at a low LCOE. The Eco Blade Control models within the 3.XM and 4.XM series are specifically designed for higher yields at low-wind sites, have a longer operating life and feature low sound-power levels.

SENVION
We make wind perform.

4.2M148

Technical data

Design Data

Nominal power (kW)	4,200
Cut-in wind speed (m/s)	3.0
Cut-out wind speed (m/s)	22.0
Operating temperature range (°C)	-20 to +45*

Certification

Hub height (m)	Wind class	DIBt wind zone	Transformer
project specific	IEC S (based on IIIB)	–	ITS

Rotor

Diameter (m)	148.0
Rotor area (m²)	17,203
Power control	Electrical pitch system

Rotor Blade

Length (m)	72.5
Type	GRP

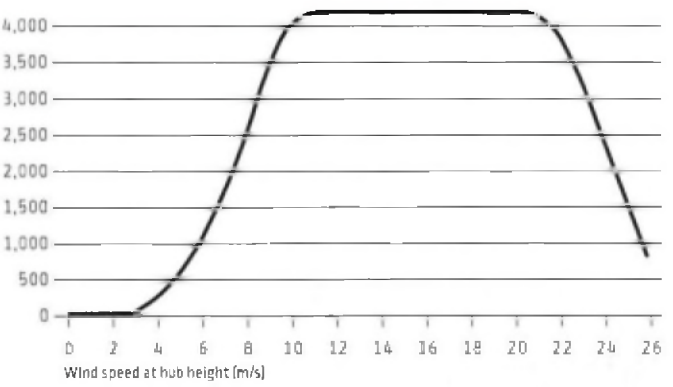
Electrical System

Nominal Frequency (Hz)	50/60
Converter type	Full converter with DC intermediate circuit
Generator	Squirrel cage induction generator
Generator protection class	IP 54

Sound Power Level

Max. sound power level (dB (A))	105.0
Sound management	various

Power Curve



* de-rating above 35 °C possible

Senvion GmbH

Überseering 10
22297 Hamburg
Germany
T +49 40 5555 090-0
F +49 40 5555 090-3999
info@senvion.com
www.senvion.com

Published by and copyright © 2018 Senvion GmbH. All rights reserved.

Any reproduction, either partial or in total, is prohibited without the prior written consent of the copy right holder. This non-binding document is intended for information and advertising purposes only and does not constitute, nor does it form part of any offer or invitation to conclude an agreement. All information contained herein is subject to change without prior notice. Publisher assumes no liability for any consequences arising from the use of the abovementioned information. The publications of this information shall neither convey nor imply any patent license or any other intellectual property rights.

EN 09/2018

SENVION
wind energy solutions

Provisional Product Specification

4.2M148 EBC/50Hz

Further we have the following information regarding the rotational speed of the 4.2M148 turbine:

2 Technical Specifications

Rotor	Value	Unit
Diameter	148	m
Swept rotor area	17,203	m^2
Nominal speed	approx. 10	rpm
Rotor axis inclination	5	°
Rotor cone angle	4	°
Direction of rotation	clockwise (right)	
Rotor position	upwind	

Please don't hesitate to contact me when you have further questions.

Provisional

Bijlage II

Berekening beoordeling risicozonering met nummering van de formules uit het Handboek

4.1 Werpafstanden en kansdichtheden

a. Formules

Ballistisch model zonder luchtkrachten – bijlage C

(2.1.3) $x(t) = |R_z \cos\alpha - \Omega R_z t \sin\alpha|$

locatie zwaartepunt op tijd t $z(t) = H + R_z \sin\alpha + \Omega R_z t \cos\alpha - \frac{gt^2}{2}$

(2.1.4) $t_i = \frac{\Omega R_z \cos\alpha}{g} + \sqrt{\frac{2}{g}\left(H + R_z \sin\alpha + \frac{\Omega^2 R_z^2 \cos^2\alpha}{2g}\right)}$

tijdstip grond raken

Waarin:
x(t): horizontale afstand ten opzichte van de windturbine op tijdstip t [m]
Ω: toerental van de rotor [rad/s]
R_z: afstand zwaartepunt van bladdeel tot centrum [m]
α: azimuthoek [rad]
z(t): locatie zwaartepunt ten opzichte van het maaiveld op tijdstip t [m]
t: tijdstip [s]
H: hoogte rotoras boven het maaiveld [m]
g: gravitatieconstante (9,81 m/s²)
t_i: tijdstip waarop zwaartepunt de grond raakt ($z(t_i) = 0$)

In bijlage B van het Handboek is gegeven:

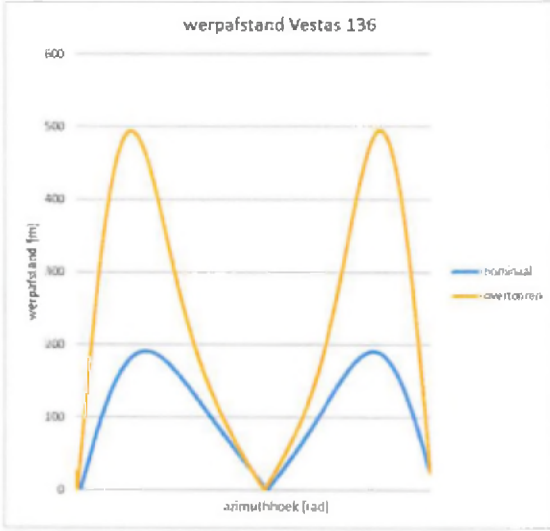
$$R_z = c_4 . D$$

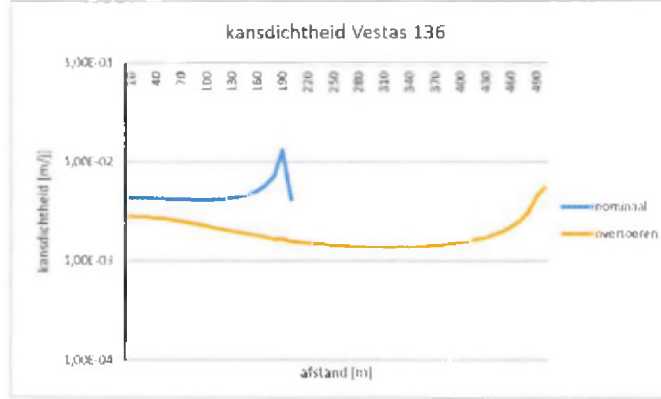
Met c_4 (constante voor IEC-1 klasse): 0,18 [-] en D (rotordiameter) gegeven in Tabel II.1 [m].

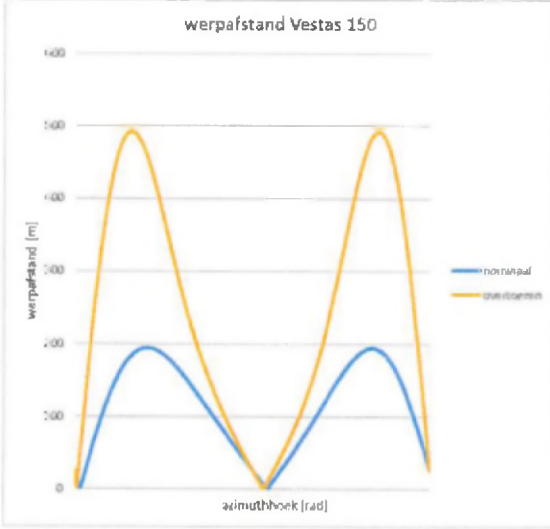
b. Resultaten

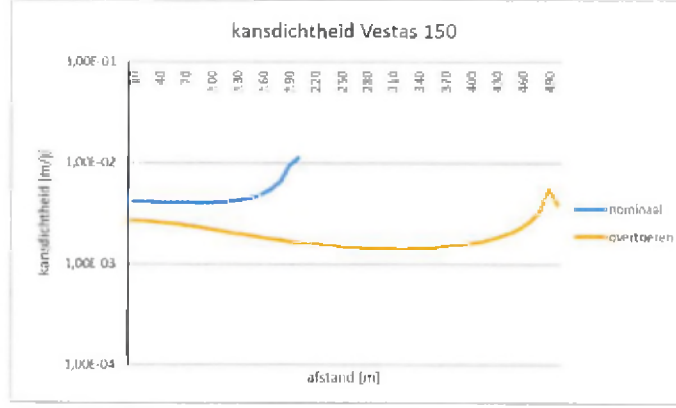
Tabel II.2 Berekende maximale werpafstanden (nominaal en overtoeren)

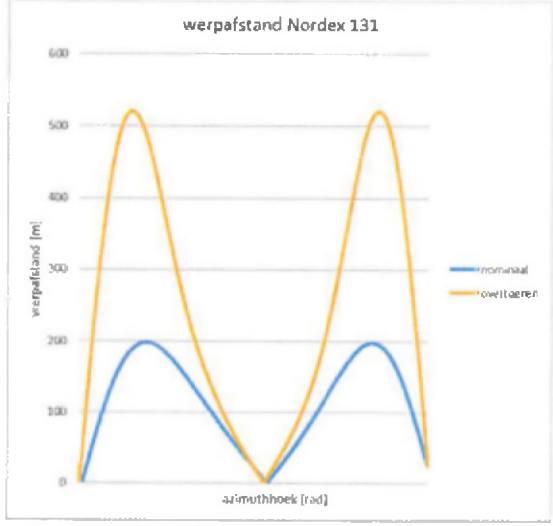
Turbine	Maximale werpafstand (nominaal)	Maximale werpafstand (overtoeren)
Vestas 136	191 meter	494 meter
Vestas 150	194 meter	492 meter
Nordex 131	197 meter	520 meter
Nordex 149	205 meter	529 meter
Senvion 140	161 meter	391 meter
Senvion 148	182 meter	454 meter

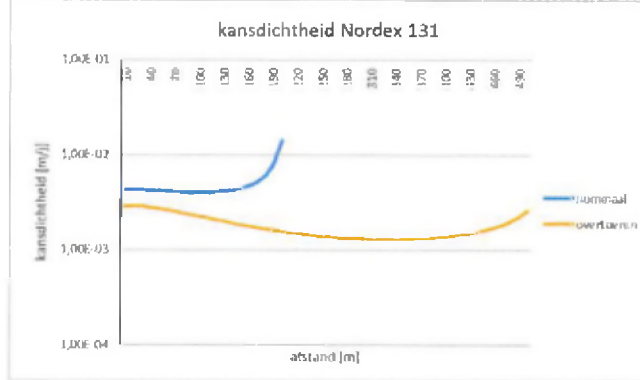

werpafstand Vestas 136
werpafstand [m]
azimuthhoek [rad]
nominaal
overtoeren

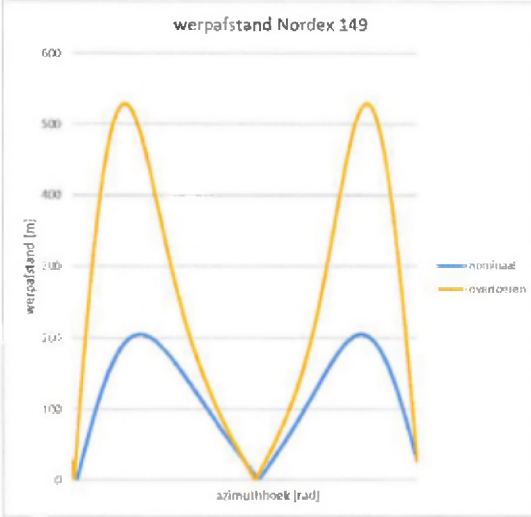

kansdichtheid Vestas 136
kansdichtheid [m/j]
afstand [m]
nominaal
overtoeren

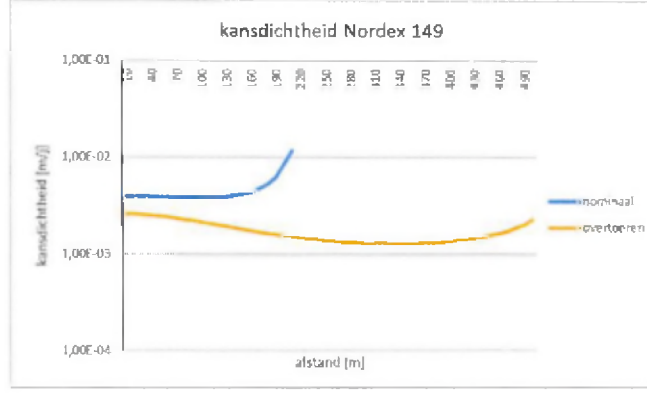

werpafstand Vestas 150
werpafstand [m]
azimuthhoek [rad]
nominaal
overtoeren

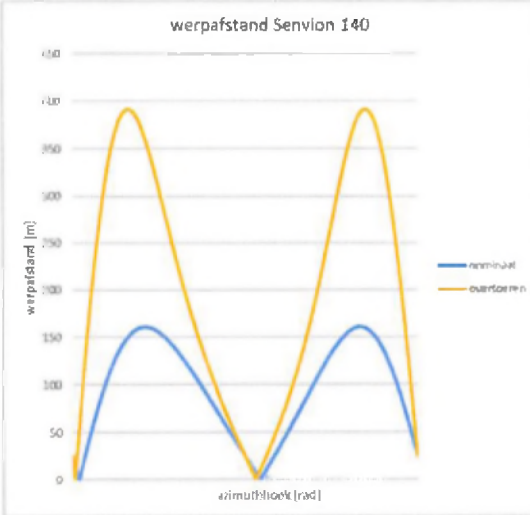

kansdichtheid Vestas 150
kansdichtheid [m/j]
afstand [m]
nominaal
overtoeren

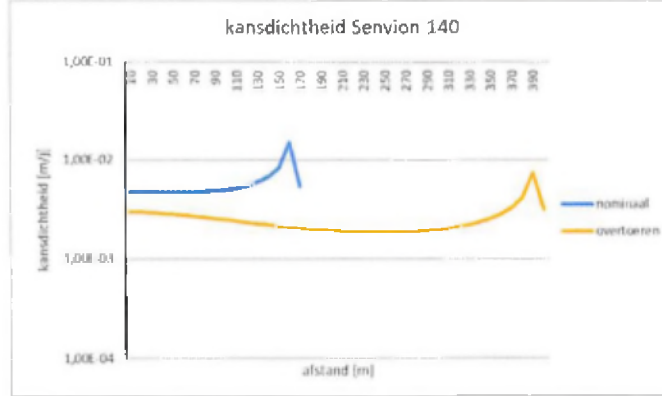

werpafstand Nordex 131
werpafstand [m]
azimuthhoek [rad]
nominaal
overtoeren

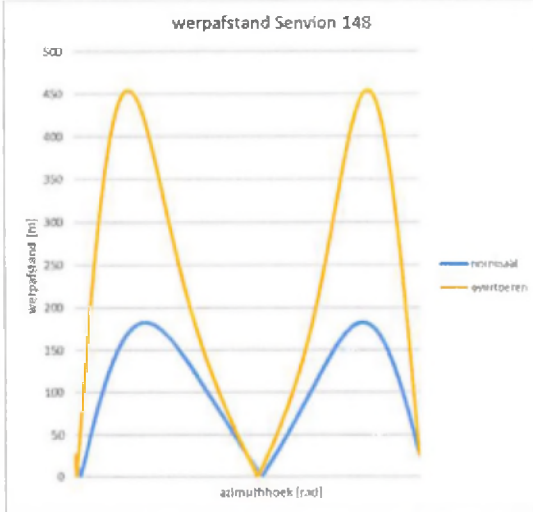

kansdichtheid Nordex 131
kansdichtheid [m/j]
afstand [m]
nominaal
overtoeren

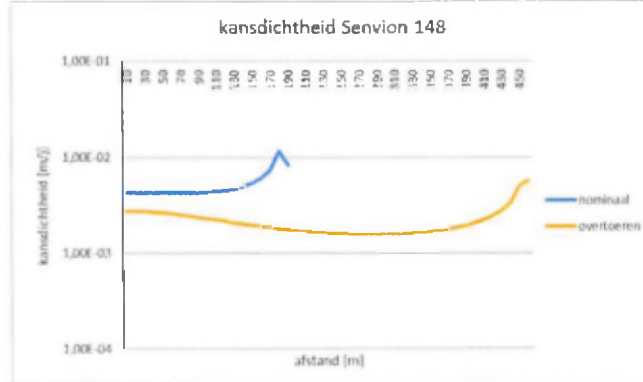

werpafstand Nordex 149
werpafstand [m]
azimuthhoek [rad]
nominaal
overtoeren


kansdichtheid Nordex 149
kansdichtheid [m/j]
afstand [m]
nominaal
overtoeren


werpafstand Senvion 140
werpafstand [m]
azimuthhoek [rad]
nominaal
overtoeren


kansdichtheid Senvion 140
kansdichtheid [m/j]
afstand [m]
nominaal
overtoeren


werpafstand Senvion 148
werpafstand [m]
azimuthhoek [rad]
nominaal
overtoeren


kansdichtheid Senvion 148
kansdichtheid [m/j]
afstand [m]
nominaal
overtoeren

4.4 Wegen

a. Formules bladbreuk wegen

De trefkans P_w dat een passant op een weg wordt geraakt door een afgebroken blad wordt gegeven door:

(3.2.1) $$P_w = F_a \int P_{zw_{PT}}(s)\, ds \text{ oftewel } P_w = F_a * f * P_{zw_{PT}} * s$$

(3.2.4) $$F_a = \frac{1}{v_0} \frac{1}{365 \cdot 24 \cdot 3600} 1{,}5 \cdot A_C$$

Waarin:
P_w: kans dat weg wordt getroffen [/jaar]
F_a: factor die de snelheid van een passant en de hoogte van een object in relatie tot de hoek waaronder een bladdeel met kritisch oppervlak A_c naar beneden komt [m]
P_{zwpt}: kans dat zwaartepunt blad terechtkomt [/m²/jaar]
f: algemene faalfrequentie bladbreuk uit het Handboek [/jaar]; $8{,}40.10^{-4}$ (nominaal) en $5{,}00.10^{-6}$ (overtoeren) /jaar.
s: weglengte binnen maximale werpafstand [m]
A_c: kritisch oppervlak [m²]
v_0: snelheid passant [m/s]; 60 km/uur; 16,67 m/s
D: rotordiameter [meter]; gegeven in Tabel II.1

In bijlage B van het Handboek is gegeven:

$$A_C = 1{,}1 \cdot C_5 \cdot D^{C6}$$

Met c_5 (constante voor IEC-1 klasse): 0,029 [-]
c_6 (constante voor IEC-1 klasse): 1,81 [-]

b. Resultaten bladbreuk wegen

De kansdichtheid P_{zwpt} (per m/jaar) van het neerkomen van een afgebroken bladdeel wordt berekend voor 75 m afstand t.o.v. de windturbine. Omdat de minimale afstand tot de weg 80 meter is, wordt 75 m aangehouden (met een marge van ±5 meter) als *worst case* minimale afstand waar het bladdeel terecht kan komen.

Voor het segment van de cirkel op een afstand (straal) van 75 m levert dit een kans op bij respectievelijk nominaal toerental en overtoeren van (voorbeeld van Vestas136):

Nominaal toerental: $P_{zwpt} = \frac{1}{2 * \pi * 75} * 4{,}17.10^{-3} = 8{,}85.10^{-6}$ [/m²/jaar]

Overtoeren: $P_{zwpt} = \frac{1}{2 * \pi * 75} * 2{,}44.10^{-3} = 5{,}18.10^{-6}$ [/m²/jaar]

Tabel II.3 Berekende waardes van kritisch oppervlak, factor F_a en kansdichtheid op 75 meter (nominaal en toerental)

Turbinetype	Ac; Kritisch oppervlak [m]	Fa, weg [m]	P_{zwpt}; kansdichtheid dat zwaartepunt blad terechtkomt op 75 meter, bij nominaal toerental [/m²/jaar]	P_{zwpt}; kansdichtheid dat zwaartepunt blad terechtkomt op 75 meter, bij overtoeren toerental [/m²/jaar]
Vestas 136	232	$6{,}62.10^{-7}$	$8{,}85.10^{-6}$	$5{,}18.10^{-6}$
Vestas 150	277	$7{,}91.10^{-7}$	$8{,}55.10^{-6}$	$4{,}99.10^{-6}$
Nordex 131	217	$6{,}19.10^{-7}$	$8{,}62.10^{-6}$	$5{,}14.10^{-6}$
Nordex 149	274	$7{,}82.10^{-7}$	$8{,}19.10^{-6}$	$4{,}86.10^{-6}$
Senvion 140	245	$6{,}98.10^{-7}$	$1{,}02.10^{-5}$	$5{,}56.10^{-6}$
Senvion 148	270	$7{,}72.10^{-7}$	$9{,}10.10^{-6}$	$5{,}16.10^{-6}$

Bij de gekozen afstand van 75 m tot de weg ($PR10^{-5}$ contour), is de weglengte s binnen de maximale werpafstand (integraal van S) gegeven door (voorbeeld van Vestas136):

S, weglengte nominaal $= 2 * (191^2 - 75^2)^{0,5} = 350$ [m]
S, weglengte overtoeren $= 2 * (494^2 - 75^2)^{0,5} = 977$ [m]

Dit levert een trefkans Pw op voor zowel het nominale als overtoeren toerental ($Pw_{nominaal}$ en $Pw_{overtoeren}$). De Pw_{totaal} is dan de som van $Pw_{nominaal}$ en $Pw_{overtoeren}$: zie tabel III.3.

Tabel II.3 Berekende waardes van trefkans bladbreuk bij wegen

Turbinetype	Integraal $S_{nominaal}$	Integraal $S_{overtoeren}$	$Pw_{nominaal}$: trefkans, bij nominaal toerental [/jaar]	$Pw_{overtoeren}$: trefkans, bij overtoeren toerental [/jaar]	Pw_{totaal}: trefkans totaal [/jaar]
Vestas 136	350	977	$1{,}72.10^{-12}$	$1{,}68.10^{-14}$	$1{,}74.10^{-12}$
Vestas 150	359	973	$2{,}04.10^{-12}$	$1{,}92.10^{-14}$	$2{,}06.10^{-12}$
Nordex 131	365	1030	$1{,}63.10^{-12}$	$1{,}64.10^{-14}$	$1{,}65.10^{-12}$
Nordex 149	382	1047	$2{,}05.10^{-12}$	$1{,}99.10^{-14}$	**$2{,}07.10^{-12}$**
Senvion 140	284	767	$1{,}71.10^{-12}$	$1{,}49.10^{-14}$	$1{,}72.10^{-12}$
Senvion 148	332	896	$1{,}96.10^{-12}$	$1{,}78.10^{-14}$	$1{,}98.10^{-12}$

c. Formules mastbreuk wegen

De kans dat een passant wordt geraakt door een gebroken mast, wordt gegeven door P_r.

(5.2.3)
$$P_r = P_{mb} \cdot \frac{1}{2\pi}\left[\beta + 2\frac{\alpha}{2}\right]$$

$$P_r = P_{mb} \cdot \frac{1}{2\pi}\left|2 \cdot cos^{-1}\left(\frac{d}{H + D/_2}\right) + 2 \cdot sin^{-1}\left(\frac{D^2}{H}\right)\right|$$

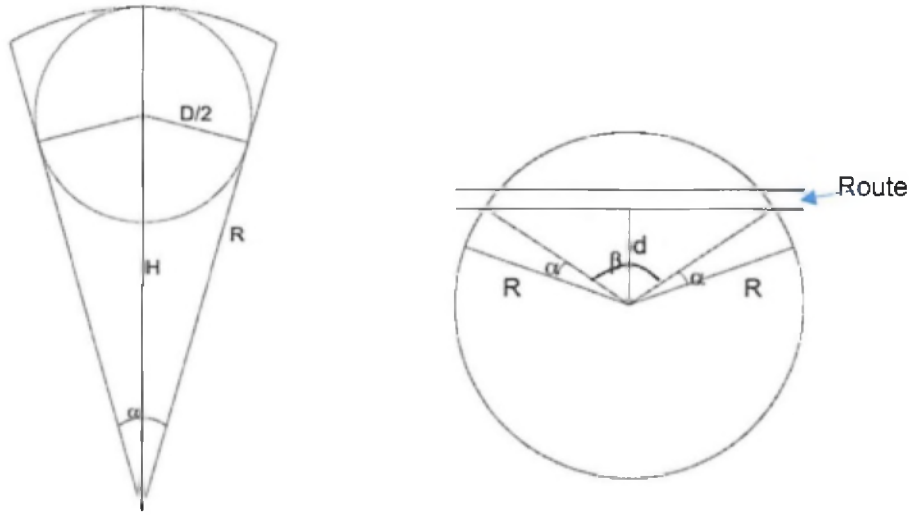
Waarin:

P_r: kans dat nabijgelegen infrastructuur getroffen wordt door omvallende turbine [/jaar]

d: afstand tussen turbine en de infrastructuur [m];

P_{mb}: kans op mastbreuk (1/jaar); $1{,}30.10^{-4}$ /jaar (gegeven in het Handboek).

En de volgende maten (D, R, α, β en H) worden gebruikt zoals weergegeven in de figuur hieronder:



Maatvoering in vooraanzicht (links) en bovenaanzicht (rechts) van turbine en route

(5.2.5)
$$\tau = \frac{0{,}3}{v_0}\frac{1}{365 \cdot 24 \cdot 3600}$$

Waarin:

τ: verblijfsfactor

L_0: lengte van het passerende object [m]; voor passanten geldt 0,3 m.

v_0: snelheid van het passerende object [m/s]; 60km/u = 17 m/s.

d. Resultaten mastbreuk wegen

Bij een afstand van een route tot de windturbine kleiner dan ashoogte + halve rotordiameter, kan een mast bij passanten raken. De kans dat dit gebeurt wordt gegeven door P_r (formules weergegeven in 0).

De kans op mastbreuk P_{mb} bedraagt $1{,}30.10^{-4}$. De kans dat een passant op de weg wordt getroffen door een mastbreuk wordt beschreven door P_r, en gegeven voor alle windturbines in tabel II.4.

Tabel II.4 Berekende waardes van trefkans mastbreuk bij wegen

Turbinetype	Pr (/jaar)
Vestas 136	$7{,}00.10^{-5}$
Vestas 150	**$7{,}13.10^{-5}$**
Nordex 131	$6{,}93.10^{-5}$
Nordex 149	**$7{,}13.10^{-5}$**
Senvion 140	$7{,}00.10^{-5}$
Senvion 148	$7{,}10.10^{-5}$

e. Formules IPR en MR wegen

IPR = Pw,totaal + Pr
MR = IPR * aantal autopassage

Daarnaast is het maatschappelijk risico (MR) berekend door het aantal autopassages te vermenigvuldigen met het IPR. Hierbij is ervanuit gegaan dat er 5.000 passages per dag. Oftewel 1.8250.000 passages per jaar zijn.

f. Resultaten IPR en MR wegen

Tabel II.5 Individueel passanten risico en maatschappelijk risico

Berekening MR	IPR per turbine [/j]	IPR, vier turbines [/j]	MR, vier turbines
Vestas 136	$1{,}78.10^{-12}$	$7{,}13.10^{-12}$	$1{,}30.10^{-5}$
Vestas 150	$2{,}10.10^{-12}$	$8{,}38.10^{-12}$	$1{,}53.10^{-5}$
Nordex 131	$1{,}69.10^{-12}$	$6{,}76.10^{-12}$	$1{,}23.10^{-5}$
Nordex 149	**$2{,}11.10^{-12}$**	**$8{,}45.10^{-12}$**	**$1{,}54.10^{-5}$**
Senvion 140	$1{,}76.10^{-12}$	$7{,}05.10^{-12}$	$1{,}29.10^{-5}$
Senvion 148	$2{,}02.10^{-12}$	$8{,}07.10^{-12}$	$1{,}47.10^{-5}$

4.5 Vaarwegen

a. **Formules bladbreuk vaarwegen**

Hiervoor gelden dezelfde formules als 4.4 A) Formules bladbreuk wegen, namelijk:

(3.2.1) $$P_w = F_a * f * P_{zw_{PT}} * s$$

(3.2.3) $$F_a = \frac{L_0}{v_0} \frac{1}{365 \cdot 24 \cdot 3600} (1{,}5 \cdot b_0 + \frac{2}{3} L_b)$$

Waarin:
f: initiële faalfrequentie volgens Handleiding Risicoanalyse Transport (HART) voor Amsterdam-Rijnkanaal, tracé 2 (ARK_2); $2.81.10^{-7}$ / voertuigkm
L_0: de lengte van een schip plus de remweg (135 m resp. 500 m); 635m
v_0: de minimale snelheid van de schepen; 5 km/h = 1,4 m/s
b_0: de breedte van het schip; 17 m
L_b: bladlengte; zoals gegeven per turbine in Bijlage I.

b. **Resultaten bladbreuk vaarwegen**

De weglengte of segment (S) wordt bij vaarwegen gegeven, door:

S, vaarweg segment bladbreuk = 2 * (*maximale werpafstand blad bij nominaal toerental* [2] – *minimale afstand windturbine tot vaarweg*[2]) [0,5]
S, vaarweg segment mastbreuk = 2 * ((*H+D/2*[4])[2] – *minimale afstand windturbine tot vaarweg* [2]) [0,5] = 380 [m]

De minimale afstand van de windturbine tot de vaarweg is 105 m.

Tabel II.6 Berekende waardes van trefkans bladbreuk bij vaarwegen

Turbinetype	Fa; vaarwegen [m]	S, vaarweg segment bladbreuk [m]	S, vaarweg segment mastbreuk [m]	P_{zwpt}; kans dat zwaartepunt blad terechtkomt op 105 meter, bij nominaal toerental [/m²/jaar]	P_{zwpt}; kans dat zwaartepunt blad terechtkomt op 105 meter, bij overtoeren toerental [/m²/jaar]	P_{zwpt}, constant langs vaartracé: de totale kans dat zwaartepunt blad terechtkomt op 105 meter [/m²/jaar]	$P_{w,b}$: trefkans bladbreuk [/passage. km/ jaar]
Vestas 136	$1{,}01.10^{-3}$	318	380	$6{,}32.10^{-6}$	$3{,}30.10^{-6}$	$9{,}63.10^{-6}$	$3{,}11.10^{-9}$
Vestas 150	$1{,}08.10^{-3}$	327	434	$6{,}20.10^{-6}$	$3{,}23.10^{-6}$	$9{,}43.10^{-6}$	$3{,}34.10^{-9}$
Nordex 131	$9{,}92.10^{-4}$	334	365	$6{,}08.10^{-6}$	$3{,}26.10^{-6}$	$9{,}34.10^{-6}$	$3{,}09.10^{-9}$
Nordex 149	$1{,}07.10^{-3}$	353	428	$5{,}88.10^{-6}$	$3{,}15.10^{-6}$	$9{,}03.10^{-6}$	$3{,}41.10^{-9}$
Senvion 140	$1{,}03.10^{-3}$	244	409	$7{,}91.10^{-6}$	$3{,}67.10^{-6}$	$1{,}16.10^{-5}$	$2{,}91.10^{-9}$
Senvion 148	$1{,}07.10^{-3}$	298	429	$6{,}68.10^{-6}$	$3{,}38.10^{-6}$	$1{,}01.10^{-5}$	$3{,}20.10^{-9}$

[4] Zie ook formule 5.2.3: mast straal R = H + D/2

c. Formules mastbreuk vaarwegen

P_s is de kans dat een passerend schip wordt getroffen door een falende turbine. De formule komt overeen met formule 5.2.3 uit bijlage II 4.4. Formules mastbreuk wegen; P_s is gelijk aan P_r.

d. Resultaten mastbreuk vaarwegen

Tabel II.7 Berekende waardes van trefkans mastbreuk bij vaarwegen

Turbinetype	$P_{w,m}$: trefkans mastbreuk [/passage. km/ jaar]
Vestas 136	$3{,}51.10^{-10}$
Vestas 150	**$4{,}14.10^{-10}$**
Nordex 131	$3{,}32.10^{-10}$
Nordex 149	$4{,}08.10^{-10}$
Senvion 140	$3{,}80.10^{-10}$
Senvion 148	$4{,}07.10^{-10}$

e. Totale toename faalfrequentie resultaten

Tabel II.8 Berekende waardes van trefkans totaal bij vaarwegen

Turbinetype	Pw_{totaal}: trefkans totaal [/jaar]	Pw_{totaal}: trefkans totaal, per 2 windturbines binnen maatgevende kilometer [/jaar]	Percentuele bijdrage aan toename faalfrequentie [%]
Vestas 136	$3{,}46.10^{-9}$	$6{,}91.10^{-9}$	2,47
Vestas 150	$3{,}75.10^{-9}$	$7{,}50.10^{-9}$	2,68
Nordex 131	$3{,}43.10^{-9}$	$6{,}85.10^{-9}$	2,45
Nordex 149	$3{,}81.10^{-9}$	$7{,}63.10^{-9}$	**2,72**
Senvion 140	$3{,}29.10^{-9}$	$6{,}58.10^{-9}$	2,35
Senvion 148	$3{,}61.10^{-9}$	$7{,}22.10^{-9}$	2,58

Bijlage 7a
Molenaarsovereenkomsten – Windpark Goyerbrug

Bijlage 7b
Volmachten eigenaren – Windpark Goyerbrug

Bijlage 8a
Verklaring van geen bezwaar – Ministerie van Defensie

Rijksvastgoedbedrijf
Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties

> Retouradres Postbus 16169 2500 BD Den Haag

Windpark Goyerbrug BV
t.a.v. de heer Berendts
Heidetuin 57
3994 PD Houten

Rijksvastgoedbedrijf
Vastgoedbeheer
Klant- en
Vastgoedmanagement

Spoorlaan 175, Tilburg
Postbus 16169
2500 BD Den Haag

Contactpersoon
S.J. Adriaansen

M 0613779839
stewart.adriaansen@rijksoverheid.nl

Kenmerk
500246

Datum 17 mei 2018
Betreft radartoetsing windpark Goyerbrug

Geachte heer Berendts,

Het plan dat het windpark Goyerbrug in de gemeente Houten mogelijk maakt, is door TNO getoetst. Zij heeft de verstoring op de primaire radar als gevolg van radarreflectie en schaduweffect berekend met behulp van het radarhinder simulatiemodel PERSEUS, volgens de toetsingsmethode, die op 1 oktober 2012 is ingevoerd. Ik verwijs kortheidshalve naar de inhoud van dat rapport. Tevens is het plan beoordeeld op een mogelijke verstoring van de toekomstige radar te Herwijnen.

Dit rapport is beoordeeld door het Commando Luchtstrijdkrachten van het ministerie van Defensie zoals bedoeld in art. 2.5 vierde lid van de Regeling algemene regels ruimtelijke ordening. Het door TNO getoetste plan voor het windpark Goyerbrug blijft binnen de limieten die het CLSK voor radardekking vereist. Voor meer informatie verwijs ik u opnieuw naar het door TNO uitgevoerde onderzoek.

Verklaring van geen bezwaar
Het ministerie van Defensie kan zich vinden in de onderzoeksresultaten van TNO en ziet daarnaast ook geen andere bezwaren om zich tegen de komst van het windpark te keren. Dit betekent dat het ministerie van Defensie geen bezwaren heeft tegen dit wind park.

De minister van Defensie,
voor deze,

ing. C.R. Hakstege
Hoofd sectie Omgevingsmanagement
Afdeling Klant- en Vastgoedmanagement

Bijlage 8b
Brief verklaring van geen bezwaar windpark Goyerbrug - TNO

TNO innovation for life

Defence, Safety & Security
Oude Waalsdorperweg 63
2597 AK Den Haag
Postbus 96864
2509 JG Den Haag

www.tno.nl

T +31 88 866 10 00

Retouradres Postbus 96864, 2509 JG Den Haag

Rijksvastgoedbedrijf
T.a.v. de heer S.J. Adriaanse
Postbus 16169
2500 BD DEN HAAG

Datum
10 december 2018

Onze referentie
DHW-2018-100318321

E-mail
onno.vangent@tno.nl

Doorkiesnummer
+31888664025

Projectnummer
060.26471/01.27.01

Uw referentie
500246

Kopie aan
Windpark Goyerbrug BV
T.a.v. de heer Berendts
Heidetuin 57
3994 PD Houten

Onderwerp
Verklaring van geen bezwaar windpark Goyerbrug

Geachte heer Adriaanse,

Op 17 mei 2018 heeft u met een brief, kenmerk 500246, aangegeven dat u geen bezwaar heeft tegen de bouw van windpark Goyerbrug. Dit besluit was onder andere gebaseerd op de radarhindertoetsing opgesteld door TNO en verstuurd met briefnummer DHW-TS-2017-01003104418, d.d. 4 december 2017.
Deze toetsing was gebaseerd op een windturbines met worst case afmetingen uit de 4 MW klasse met een maximale ashoogte van 166 m en een maximale rotordiameter van 150 m. De toepassing van een windturbine met worst case afmetingen houdt in dat de berekende effecten op de radars altijd minder zullen zijn, als bij de keuze van de specifieke windturbine het opgewekt vermogen, maximale ashoogte en rotordiameter niet wordt overschreden. De Vestas V150 met een opgewekt maximum vermogen van 4.2 MW, een ashoogte van 166 m en een rotordiameter van 150 m viel daarbij binnen deze worst case klasse.
Recentelijk heeft Vestas besloten dit type windturbine uit te rusten met een zwaardere generator, waardoor het maximum opgewekt vermogen is toegenomen tot 5.6 MW. Omdat de buitenafmetingen van deze turbine niet zijn toegenomen, zal de door TNO berekende radarhinder nog steeds binnen de worst-case berekeningen blijven vallen, ondanks dat het opgewekt vermogen nu boven de oorspronkelijke worst case vermogensklasse uitkomt.

Hoogachtend,

Ing. O.J. van Gent
Senior Research Engineer

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

Bijlage 9a
General description 4MW platform - Vestas

Restricted
Document no.: 0067-7060 V01
2017-12-01

General Description

4MW Platform

Vestas Wind Systems A/S · Hedeager 42 · 8200 Aarhus N · Denmark · www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Table of contents

1 Introduction ... 5
2 General Description ... 6
3 Mechanical Design ... 7
3.1 Rotor ... 7
3.2 Blades ... 7
3.3 Blade Bearing ... 8
3.4 Pitch System ... 8
3.5 Hub ... 8
3.6 Main Shaft ... 9
3.7 Main Bearing Housing ... 9
3.8 Main Bearing ... 9
3.9 Gearbox ... 9
3.10 Generator Bearings ... 10
3.11 High-Speed Shaft Coupling ... 10
3.12 Yaw System ... 10
3.13 Crane ... 10
3.14 Towers ... 10
3.15 Nacelle Bedplate and Cover ... 11
3.16 Thermal Conditioning System ... 11
3.16.1 Generator and Converter Cooling ... 12
3.16.2 Gearbox and Hydraulic Cooling ... 12
3.16.3 Transformer Cooling ... 12
3.16.4 Nacelle Cooling ... 12
3.16.5 Optional Air Intake Hatches ... 12
4 Electrical Design ... 12
4.1 Generator ... 12
4.2 Converter ... 13
4.3 HV Transformer ... 14
4.3.1 Ecodesign - IEC 50 Hz/60 Hz version ... 14
4.4 HV Cables ... 16
4.5 HV Switchgear ... 16
4.5.1 IEC 50/60Hz version ... 18
4.5.2 IEEE 60Hz version ... 19
4.6 AUX System ... 19
4.7 Wind Sensors ... 20
4.8 Vestas Multi Processor (VMP) Controller ... 20
4.9 Uninterruptible Power Supply (UPS) ... 20
5 Turbine Protection Systems ... 21
5.1 Braking Concept ... 21
5.2 Short Circuit Protections ... 21
5.3 Overspeed Protection ... 21
5.4 Arc Detection ... 22
5.5 Smoke Detection ... 22
5.6 Lightning Protection of Blades, Nacelle, Hub and Tower ... 22
5.7 EMC ... 23
5.8 Earthing ... 23
5.9 Corrosion Protection ... 24
6 Safety ... 24
6.1 Access ... 24
6.2 Escape ... 24
6.3 Rooms/Working Areas ... 25
6.4 Floors, Platforms, Standing, and Working Places ... 25

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

6.5 Service Lift ... 25
6.6 Climbing Facilities ... 25
6.7 Moving Parts, Guards, and Blocking Devices ... 25
6.8 Lights ... 25
6.9 Emergency Stop ... 25
6.10 Power Disconnection ... 25
6.11 Fire Protection/First Aid ... 25
6.12 Warning Signs ... 26
6.13 Manuals and Warnings ... 26
7 Environment ... 26
7.1 Chemicals ... 26
8 Design Codes ... 26
8.1 Design Codes – Structural Design ... 26
9 Colours ... 27
9.1 Nacelle Colour ... 27
9.2 Tower Colour ... 27
9.3 Blade Colour ... 27
10 Operational Envelope and Performance Guidelines ... 28
10.1 Climate and Site Conditions ... 28
10.2 Operational Envelope – Temperature and Altitude ... 28
10.3 Operational Envelope – Temperature and Altitude ... 28
10.4 Operational Envelope – Grid Connection ... 30
10.5 Operational Envelope – Reactive Power Capability in 4.0 MW Mode 0 ... 31
10.6 Operational Envelope – Reactive Power Capability in 4.0 MW Reactive Power Optimized Mode (QO1) ... 32
10.7 Operational Envelope – Reactive Power Capability in 4.2 MW Power Optimized Mode (PO1) ... 33
10.8 Performance – Fault Ride Through ... 34
10.9 Performance – Reactive Current Contribution ... 34
10.9.1 Symmetrical Reactive Current Contribution ... 35
10.9.2 Asymmetrical Reactive Current Contribution ... 35
10.10 Performance – Multiple Voltage Dips ... 35
10.11 Performance – Active and Reactive Power Control ... 35
10.12 Performance – Voltage Control ... 36
10.13 Performance – Frequency Control ... 36
10.14 Distortion – Immunity ... 36
10.15 Main Contributors to Own Consumption ... 36
11 Drawings ... 37
11.1 Structural Design – Illustration of Outer Dimensions ... 37
11.2 Structural Design – Side View Drawing ... 37
12 General Reservations, Notes and Disclaimers ... 38

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Recipient acknowledges that (i) this General Description is provided for recipient's information only, and, does not create or constitute a warranty, guarantee, promise, commitment, or other representation (Commitment) by Vestas Wind Systems or any of its affiliated or subsidiary companies (Vestas), all of which are disclaimed by Vestas and (ii) any and all Commitments by Vestas to recipient as to this general description (or any of the contents herein) are to be contained exclusively in signed written contracts between recipient and Vestas, and not within this document.

See general reservations, notes and disclaimers (including, section 12, p. 38) to this general description.

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

1 Introduction

The 4MW Platform wind turbine configurations covered by this General Description are listed below with designations according to IEC61400-22.

DIBt 2012 wind classes are also listed where applicable.

Please refer to the Performance Specification for the relevant turbine variant for full wind class definition.

This General Description contains data and descriptions common among the platform variants.

The variant specific performance can be found in the Performance Specifications for the turbine variant and operational mode required.

Turbine Type Class	Turbine Type | Operating Mode
V117-4.0/4.2 MW Strong Wind	V117-4.0 MW IEC IB / IEC IIA 50/60 Hz | Mode 0
	V117-4.0 MW IEC IB / IEC IIA 50/60 Hz | Reactive Power Optimized Mode (QO1)
	V117-4.2 MW IEC S / IEC IIA 50/60 Hz | Power Optimized Mode (PO1)
	V117-3.8 MW IEC IB / IEC IIA 50/60 Hz | Load Optimized Mode (LO1)
	V117-3.6 MW IEC IB / IEC IIA+ 50/60 Hz | Load Optimized Mode (LO2)
V117-4.0/4.2 MW Typhoon	V117-4.0 MW IEC IB-T / IEC IIA-T 50/60 Hz | Mode 0
	V117-4.0 MW IEC IB-T / IEC IIA-T 50/60 Hz | Reactive Power Optim. Mode (QO1)
	V117-4.2 MW IEC S-T / IEC IIA-T 50/60 Hz | Power Optimized Mode (PO1)
	V117-3.8 MW IEC IB-T / IEC IIA-T 50/60 Hz | Load Optimized Mode (LO1)
	V117-3.6 MW IEC IB-T / IEC IIA+-T 50/60 Hz | Load Optimized Mode (LO2)
V136-4.0/4.2 MW	V136-4.0 MW IEC IIB / IEC IIIB 50/60 Hz | Mode 0
	V136-4.0 MW IEC IIB / IEC IIIB 50/60 Hz | Reactive Power Optim. Mode (QO1)
	V136-4.2 MW IEC S / IEC IIIB 50/60 Hz | Power Optimized Mode (PO1)
	V136-3.8 MW IEC IIB / IEC IIIB 50/60 Hz | Load Optimized Mode (LO1)
	V136-3.6 MW IEC IIB / IEC IIIB 50/60 Hz | Load Optimized Mode (LO2)
	V136-4.0 MW DIBt S 50 Hz | Mode 0
	V136-4.0 MW DIBt S 50 Hz | Reactive Power Optimized Mode (QO1)
	V136-4.2 MW DIBt S 50 Hz | Power Optimized Mode (PO1)
	V136-3.8 MW DIBt S 50 Hz | Load Optimized Mode (LO1)
	V136-3.6 MW DIBt S 50 Hz | Load Optimized Mode (LO2)
V150-4.0/4.2 MW	V150-4.0 MW IEC IIIB 50/60 Hz | Mode 0
	V150-4.0 MW IEC IIIB 50/60 Hz | Reactive Power Optim. Mode (QO1)
	V150-4.2 MW IEC S 50/60 Hz | Power Optimized Mode (PO1)
	V150-3.8 MW IEC IIIB / IEC S 50/60 Hz | Load Optimized Mode (LO1)
	V150-3.6 MW IEC IIIB / S 50/60 Hz | Load Optimized Mode (LO2)
	V150-4.0 MW DIBt S 50 Hz | Mode 0

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Turbine Type Class	Turbine Type | Operating Mode
V150-4.0/4.2 MW (cont'd)	V150-4.0 MW DIBt S 50 Hz | Reactive Power Optimized Mode (QO1)
	V150-4.2 MW DIBt S 50 Hz | Power Optimized Mode (PO1)
	V150-3.8 MW DIBt S 50 Hz | Load Optimized Mode (LO1)
	V150-3.6 MW DIBt S 50 Hz | Load Optimized Mode (LO2)

Table 1-1: 4MW Platform turbine configurations covered.

2 General Description

Vestas 4MW Platform comprises a family of wind turbines sharing a common design basis.

The 4MW Platform family of wind turbines includes V105-3.45/3.6 MW, V112-3.45/3.6 MW, V117-3.45/3.6 MW, V126-3.45 MW LTq, V126-3.45/3.6 MW HTq, V136-3.45/3.6 MW, V117-4.0/4.2 MW Strong Wind, V117-4.0/4.2 MW Typhoon, V136-4.0/4.2 MW and V150-4.0/4.2 MW.

For V105-3.45/3.6 MW, V112-3.45/3.6 MW, V117-3.45/3.6 MW, V126-3.45 MW LTq, V126-3.45/3.6 MW HTq and V136-3.45/3.6 MW, please refer to General Description 0053-3707.

This General Description only applies to V117-4.0/4.2 MW Strong Wind, V117-4.0/4.2 MW Typhoon, V136-4.0/4.2 MW and V150-4.0/4.2 MW.

These turbines are pitch regulated upwind turbines with active yaw and a three-blade rotor.

The turbines covered in this General Description are equipped with rotor with diameters residing in the range 117 m to 150 m and a rated output power of 4.0 MW.

A 4.0 MW Reactive Power Optimized Mode (QO1) is available for all variants.

A 4.2 MW Power Optimized Mode (PO1) is available for all variants.

Also, a 3.8 MW Load Optimized Mode (LO1) and a 3.6 MW Load Optimized Mode (LO2) is available for all variants.

The wind turbine family utilises the OptiTip® concept and a power system based on an induction generator and full-scale converter. With these features, the wind turbine is able to operate the rotor at variable speed and thereby maintain the power output at or near rated power even in high wind speed. At low wind speed, the OptiTip® concept and the power system work together to maximise the power output by operating at the optimal rotor speed and pitch angle.

Operating the wind turbine in 4.0 MW Reactive Power Optimized Mode (QO1) is achieved by applying an extended ambient temperature derate strategy compared with 4.0 MW Mode 0 operation.

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

Operating the wind turbine in 4.2 MW Power Optimized Mode (PO1) is achieved by applying an extended ambient temperature derate strategy and reduced reactive power capability compared with 4.0 MW Mode 0 operation.

3 Mechanical Design

3.1 Rotor

The wind turbine is equipped with a rotor consisting of three blades and a hub. The blades are controlled by the microprocessor pitch control system OptiTip®. Based on the prevailing wind conditions, the blades are continuously positioned to optimise the pitch angle.

Rotor	V117	V136	V150
Diameter	117 m	136 m	150 m
Swept Area	10751 m^2	14527 m^2	17671 m^2
Speed, Dynamic Operation Range	6.7-17.5	5.6-14.0	4.9-12.0
Rotational Direction	Clockwise (front view)		
Orientation	Upwind		
Tilt	6°		
Hub Coning	4°	4°	5.5°
No. of Blades	3		
Aerodynamic Brakes	Full feathering		

Table 3-1: Rotor data

3.2 Blades

The blades are made of carbon and fibreglass and consist of two airfoil shells bonded to a supporting beam or with embedded structure.

Blades	V117	V136	V150
Type Description	Airfoil shells bonded to supporting beam	Prepreg or infused structural airfoil shell	Prepreg or infused structural airfoil shell
Blade Length	57.15 m	66.66 m	73.66 m
Material	Fibreglass reinforced epoxy, carbon fibres and Solid Metal Tip (SMT)		
Blade Connection	Steel roots inserted		
Airfoils	High-lift profile		
Maximum Chord	4.0 m	4.1 m	4.2 m
Chord at 90% blade radius	1.1 m	1.2 m	1.4 m

Table 3-2: Blades data

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

3.3 Blade Bearing

The blade bearings allow the blades to operate at varying pitch angles.

Blade Bearing	
Blade bearing type	Double-row four-point contact ball bearings
Lubrication	Manual grease lubrication

Table 3-3: Blade bearing data

3.4 Pitch System

The turbine is equipped with a pitch system for each blade and a distributor block, all located in the hub. Each pitch system is connected to the distributor block with flexible hoses. The distributor block is connected to the pipes of the hydraulic rotating transfer unit in the hub by means of three hoses (pressure line, return line and drain line).

Each pitch system consists of a hydraulic cylinder mounted to the hub and a piston rod mounted to the blade bearing via a torque arm shaft. Valves facilitating operation of the pitch cylinder are installed on a pitch block bolted directly onto the cylinder.

Pitch System	
Type	Hydraulic
Number	1 per blade
Range	-10° to 95°

Table 3-4: Pitch system data

Hydraulic System	
Main Pump	Two redundant internal-gear oil pumps
Pressure	260 bar
Filtration	3 µm (absolute)

Table 3-5: Hydraulic system data.

3.5 Hub

The hub supports the three blades and transfers the reaction loads to the main bearing and the torque to the gearbox. The hub structure also supports blade bearings and pitch cylinders.

Hub	
Type	Cast ball shell hub
Material	Cast iron

Table 3-6: Hub data

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

3.6 Main Shaft

The main shaft transfers the reaction forces to the main bearing and the torque to the gearbox.

Main Shaft	
Type Description	Hollow shaft
Material	Cast iron or forged steel

Table 3-7: Main shaft data

3.7 Main Bearing Housing

The main bearing housing covers the main bearing and is the first connection point for the drive train system to the bedplate.

Main Bearing Housing	
Material	Cast iron

Table 3-8: Main bearing housing data

3.8 Main Bearing

The main bearing carries all thrust loads.

Main Bearing	
Type	Double-row spherical roller bearing
Lubrication	Automatic grease lubrication

Table 3-9: Main bearing data

3.9 Gearbox

The main gear converts the low-speed rotation of the rotor to high-speed generator rotation.

The disc brake is mounted on the high-speed shaft. The gearbox lubrication system is a pressure-fed system.

Gearbox	
Type	Planetary stages + one helical stage
Gear House Material	Cast
Lubrication System	Pressure oil lubrication
Backup Lubrication System	Oil sump filled from external gravity tank
Total Gear Oil Volume	1000-1500
Oil Cleanliness Codes	ISO 4406-/15/12
Shaft Seals	Labyrinth

Table 3-10: Gearbox data

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

3.10 Generator Bearings

The bearings are grease lubricated and grease is supplied continuously from an automatic lubrication unit.

3.11 High-Speed Shaft Coupling

The coupling transmits the torque of the gearbox high-speed output shaft to the generator input shaft.

The coupling consists of two 4-link laminate packages and a fibreglass intermediate tube with two metal flanges.

The coupling is fitted to two-armed hubs on the brake disc and the generator hub.

3.12 Yaw System

The yaw system is an active system based on a robust pre-tensioned plain yaw-bearing concept with PETP as friction material.

Yaw System	
Type	Plain bearing system
Material	Forged yaw ring heat-treated. Plain bearings PETP
Yawing Speed (50 Hz)	0.45°/sec.
Yawing Speed (60 Hz)	0.55°/sec.

Table 3-11: Yaw system data

Yaw Gear	
Type	Multiple stages geared
Ratio Total	944:1
Rotational Speed at Full Load	1.4 rpm at output shaft

Table 3-12: Yaw gear data

3.13 Crane

The nacelle houses the internal safe working load (SWL) service crane. The crane is a single system hoist.

Crane	
Lifting Capacity	Maximum 800 kg

Table 3-13: Crane data

3.14 Towers

Tubular towers with flange connections, certified according to relevant type approvals, are available in different standard heights. The towers are designed with the majority of internal welded connections replaced by magnet supports to create a predominantly smooth-walled tower.

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

Magnets provide load support in a horizontal direction and internals, such as platforms, ladders, etc., are supported vertically (that is, in the gravitational direction) by a mechanical connection. The smooth tower design reduces the required steel thickness, rendering the tower lighter compared to one with all internals welded to the tower shells.

Available hub heights are listed in the Performance Specification for each turbine variant. Designated hub heights include a distance from the foundation section to the ground level of approximately 0.2 m depending on the thickness of the bottom flange and a distance from tower top flange to centre of the hub of 2.2 m.

Towers	
Type	Cylindrical/conical tubular

Table 3-14: Tower structure data

3.15 Nacelle Bedplate and Cover

The nacelle cover is made of fibreglass. Hatches are positioned in the floor for lowering or hoisting equipment to the nacelle and evacuation of personnel. The roof section is equipped with wind sensors and skylights.

The skylights can be opened from inside the nacelle to access the roof and from outside to access the nacelle. Access from the tower to the nacelle is through the yaw system.

The nacelle bedplate is in two parts and consists of a cast iron front part and a girder structure rear part. The front of the nacelle bedplate is the foundation for the drive train and transmits forces from the rotor to the tower through the yaw system. The bottom surface is machined and connected to the yaw bearing and the yaw gears are bolted to the front nacelle bedplate.

The crane girders are attached to the top structure. The lower beams of the girder structure are connected at the rear end. The rear part of the bedplate serves as the foundation for controller panels, the cooling system and transformer. The nacelle cover is installed on the nacelle bedplate.

Type Description	Material
Nacelle Cover	GRP
Bedplate Front	Cast iron
Bedplate Rear	Girder structure

Table 3-15: Nacelle bedplate and cover data

3.16 Thermal Conditioning System

The thermal conditioning system consists of a few robust components:

- The Vestas CoolerTop® located on top of the rear end of the nacelle. The CoolerTop® is a free flow cooler, thus ensuring that there are no electrical components in the thermal conditioning system located outside the nacelle.

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

- The CoolerTop® comes as standard in a "naked" form, with no side cover panels. Side cover panels are available as an option.
- The Liquid Cooling System, which serves the gearbox, hydraulic systems, generator and converter is driven by an electrical pumping system.
- The transformer forced air cooling comprised of an electrical fan.

3.16.1 Generator and Converter Cooling

The generator and converter cooling systems operate in parallel. A dynamic flow valve mounted in the generator cooling circuit divides the cooling liquid flow. The cooling liquid removes heat from the generator and converter unit using a free-air flow radiator placed on the top of the nacelle. In addition to the generator, converter unit and radiator, the circulation system includes an electrical pump and a three-way thermostatic valve.

3.16.2 Gearbox and Hydraulic Cooling

The gearbox and hydraulic cooling systems are coupled in parallel. A dynamic flow valve mounted in the gearbox cooling circuit divides the cooling flow. The cooling liquid removes heat from the gearbox and the hydraulic power unit through heat exchangers and a free-air flow radiator placed on the top of the nacelle.

In addition to the heat exchangers and the radiator, the circulation system includes an electrical pump and a three-way thermostatic valve.

3.16.3 Transformer Cooling

The transformer is equipped with forced-air cooling. The ventilator system consists of a central fan, located below the converter and an air duct leading the air to locations beneath and between the high voltage and low voltage windings of the transformer.

3.16.4 Nacelle Cooling

Hot air generated by mechanical and electrical equipment is dissipated from the nacelle by a fan system located in the nacelle.

3.16.5 Optional Air Intake Hatches

Specific air intakes in the nacelle can optionally be fitted with hatches which can be operated as a part of the thermal control strategy. In case of lost grid to the turbine, the hatches will automatically be closed.

4 Electrical Design

4.1 Generator

The generator is a three-phase asynchronous induction generator with cage rotor that is connected to the grid through a full-scale converter. The generator housing allows the circulation of cooling air within the stator and rotor.

The air-to-water heat exchange occurs in an external heat exchanger.

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

Generator	
Type	Asynchronous with cage rotor
Rated Power [P_N]	4250 / 4450 kW
Frequency [f_N]	0-100 Hz
Voltage, Stator [U_{NS}]	3 x 800 V (at rated speed)
Number of Poles	6
Winding Type	Form with VPI (Vacuum Pressurized Impregnation)
Winding Connection	Delta
Rated rpm	1450-1550 rpm
Overspeed Limit Acc. to IEC (2 minutes)	2400 rpm
Generator Bearing	Hybrid/ceramic
Temperature Sensors, Stator	3 PT100 sensors placed at hot spots and 3 as back-up
Temperature Sensors, Bearings	1 per bearing
Insulation Class	H
Enclosure	IP54

Table 4-1: Generator data

4.2 Converter

The converter is a full-scale converter system controlling both the generator and the power quality delivered to the grid. The converter consists of 3 machine-side converter units and 3 line-side converter units operating in parallel with a common controller.

The converter controls conversion of variable frequency AC power from the generator into fixed frequency AC power with desired active and reactive power levels (and other grid connection parameters) suitable for the grid.

The converter is located in the nacelle and has a grid side voltage rating of 720 V. The generator side voltage rating is up to 800 V dependent on generator speed.

Converter	
Rated Apparent Power [S_N]	5100 kVA
Rated Grid Voltage	3 x 720 V
Rated Generator Voltage	3 x 800 V
Rated Grid Current	4100 A (≤30°C ambient) / 4150 (≤20°C ambient)
Rated Generator Current	3600 A (≤30°C ambient) / 3650 (≤20°C ambient)
Enclosure	IP54

Table 4-2: Converter data

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

4.3 HV Transformer

The step-up HV transformer is located in a separate locked room in the back of the nacelle.

The transformer is a three-phase, two-winding, dry-type transformer that is self-extinguishing. The windings are delta-connected on the high-voltage side unless otherwise specified.

The transformer comes in different versions depending on the market where it is intended to be installed.

- For 50 and 60 Hz regions the transformer is as default designed according to IEC standards, but also complying to European Ecodesign regulation No 548/2014 set by the European Commission. Refer to Table 4-3.

4.3.1 Ecodesign - IEC 50 Hz/60 Hz version

Transformer			
Type description	Ecodesign dry-type cast resin transformer.		
Basic layout	3 phase, 2 winding transformer.		
Applied standards	IEC 60076-11, IEC 60076-16, IEC 61936-1, Commission Regulation No 548/2014.		
Cooling method	AF		
Rated power	4700 kVA		
Rated voltage, turbine side			
U_m 1.1kV	0.720 kV		
Rated voltage, grid side			
U_m 24.0kV	19.1-22.0 kV		
U_m 36.0kV	22.1-33.0 kV		
U_m 40.5kV	33.1-36.0 kV		
Insulation level AC / LI / LIC			
U_m 1.1kV	3[1] / - / - kV		
U_m 24.0kV	50[1] / 125 / 125 kV		
U_m 36.0kV	70[1] / 170 / 170 kV		
U_m 40.5kV	80[1] / 170 / 170 kV		
Off-circuit tap changer	±2 x 2.5 %		
Frequency	50 Hz / 60 Hz		
Vector group	Dyn5		
Peak Efficiency Index (PEI) [2]	Ecodesign requirement		
U_m 24.0kV	~ 99.348		
U_m 36.0kV	~ 99.348		
U_m 40.5kV	~ 99.158		
No-load loss [2]			
U_m 24.0kV	~ 8.2 kW		
U_m 36.0kV	~ 8.2 kW		
U_m 40.5kV	~ 9.8 kW		
Load loss @ power consumption HV, 120°C	**@4700kVA**[2]		
U_m 24.0kV	~ 29.0 kW		
U_m 36.0kV	~ 29.0 kW		

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Transformer			
U_m 40.5kV	~ 37.45 kW		
No-load reactive power [3]	~20 kVAr		
Full load reactive power [3]	~390 kVAr		
No-load current [3]	~0.5 %		
Positive sequence short-circuit impedance @ rated power, 120°C [4]	9.0 %		
Positive sequence short-circuit resistance@ rated power, 120°C [3]	~0.8 %		
Zero sequence short-circuit impedance@ rated power, 120°C [3]	~8.2 %		
Zero sequence short-circuit resistance@ rated power, 120°C [3]	~0.7 %		
Inrush peak current [3]			
Dyn5	5-8 x I_n		
YNyn0	8-12 x I_n		
Half crest time [3]	~ 0.6 s		
Sound power level	≤ 80 dB(A)		
Average temperature rise at max altitude	≤90 K		
Max altitude [5]	2000 m		
Insulation class	155 (F)		
Environmental class	E2		
Climatic class	C2		
Fire behaviour class	F1		
Corrosion class	C4		
Weight	≤10500 kg		
Temperature monitoring	PT100 sensors in LV windings and core		
Overvoltage protection	Surge arresters on HV terminals		
Temporary earthing	3 x Ø20 mm earthing ball points		

Table 4-3: Transformer data for Ecodesign IEC 50 Hz/60 Hz version.

NOTE

[1] @1000m. According to IEC 60076-11, AC test voltage is altitude dependent.
[2] For Ecodesign transformers, PEI is the legal requirement and is calculated according to the Commission Regulation based on rated power, no-load and load losses. Losses are maximum values and will not simultaneously occur in a specific design as this will be incompliant with the PEI requirement. All values are preliminary.
[3] Based on an average of calculated values across voltages and manufacturers. All values are preliminary.
[4] Subjected to standard IEC tolerances. All values are preliminary.
[5] Transformer max altitude may be adjusted to match turbine location. All values are preliminary.

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

4.4 HV Cables

The high-voltage cable runs from the transformer in the nacelle down the tower to the HV switchgear located at the bottom of the tower. The high-voltage cable is a four-core, rubber-insulated, halogen-free, high-voltage cable.

HV Cables	
High-Voltage Cable Insulation Compound	Improved ethylene-propylene (EP) based material-EPR or high modulus or hard grade ethylene-propylene rubber-HEPR
Pre-terminated	HV termination in transformer end. T-Connector Type-C in switchgear end.
Maximum Voltage	24 kV for 19.1-22.0 kV rated voltage 42 kV for 22.1-36.0 kV rated voltage
Conductor Cross Sections	3x70 / 70 mm^2 (Single PE core) 3x70 + 3x70/3 mm^2 (Split PE core)

Table 4-4: HV cables data

4.5 HV Switchgear

A gas insulated switchgear is installed in the bottom of the tower as an integrated part of the turbine. Its controls are integrated with the turbine safety system, which monitors the condition of the switchgear and high voltage safety related devices in the turbine. This system is named 'Ready to Protect' and ensures all protection devices are operational, whenever high voltage components in the turbine are energised. To ensure that the switchgear is always ready to trip, it is equipped with redundant trip circuits consisting of an active trip coil and an undervoltage trip coil.

In case of grid outage the circuit breaker will disconnect the turbine from the grid after an adjustable time.

When grid returns, all relevant protection devices will automatically be powered up via UPS.

When all the protection devices are operational, the circuit breaker will re-close after an adjustable time. The re-close functionality can furthermore be used to implement a sequential energization of a wind park, in order to avoid simultaneous inrush currents from all turbines once grid returns after an outage.

In case the circuit breaker has tripped due to a fault detection, the circuit breaker will be blocked for re-connection until a manual reset is performed.

In order to avoid unauthorized access to the transformer room during live condition, the earthing switch of the circuit breaker, contains a trapped-key interlock system with its counterpart installed on the access door to the transformer room.

The switchgear is available in three variants with increasing features, see Table 4-5. Beside the increase in features, the switchgear can be configured depending on the number of grid cables planned to enter the individual turbine. The design

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

of the switchgear solution is optimized such grid cables can be connected to the switchgear even before the tower is installed and still maintain its protection toward weather conditions and internal condensation due to a gas tight packing.

The switchgear is available in an IEC version and in an IEEE version. The IEEE version is however only available in the highest voltage class. The electrical parameters of the switchgear are seen in Table 4-6 for the IEC version and in Table 4-7 for the IEEE version.

HV Switchgear			
Variant	**Basic**	**Streamline**	**Standard**
IEC standards	○	⊙	⊙
IEEE standards	⊙	○	⊙
Vacuum circuit breaker panel	⊙	⊙	⊙
Overcurrent, short-circuit and earth fault protection	⊙	⊙	⊙
Disconnector / earthing switch in circuit breaker panel	⊙	⊙	⊙
Voltage Presence Indicator System for circuit breaker	⊙	⊙	⊙
Voltage Presence Indicator System for grid cables	⊙	⊙	⊙
Double grid cable connection	⊙	⊙	⊙
Triple grid cable connection	⊙	○	○
Preconfigured relay settings	⊙	⊙	⊙
Turbine safety system integration	⊙	⊙	⊙
Redundant trip coil circuits	⊙	⊙	⊙
Trip coil supervision	⊙	⊙	⊙
Pendant remote control from outside of tower	⊙	⊙	⊙
Sequential energization	⊙	⊙	⊙
Reclose blocking function	⊙	⊙	⊙
Heating elements	⊙	⊙	⊙
Trapped-key interlock system for circuit breaker panel	⊙	⊙	⊙
Motor operation of circuit breaker	⊙	⊙	⊙
Cable panel for grid cables (configurable)	○	⊙	⊙
Switch disconnector panels for grid cables – max three panels (configurable)	○	⊙	⊙
Earthing switch for grid cables	○	⊙	⊙
Internal arc classification	○	⊙	⊙
Supervision on MCB's	○	⊙	⊙

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

HV Switchgear			
Variant	**Basic**	**Streamline**	**Standard**
Motor operation of switch disconnector	○	○	⊙
SCADA operation and feedback of circuit breaker	○	○	⊙
SCADA operation and feedback of switch disconnector	○	○	⊙

Table 4-5: HV switchgear variants and features

4.5.1 IEC 50/60Hz version

HV Switchgear	
Type description	Gas Insulated Switchgear
Applied standards	IEC 62271-103 IEC 62271-1, 62271-100, 62271-102, 62271-200, IEC 60694
Insulation medium	SF_6
Rated voltage	
U_r 24.0kV	19.1-22.0 kV
U_r 36.0kV	22.1-33.0 kV
U_r 40.5kV	33.1-36.0 kV
Rated insulation level AC // LI Common value / across isolation distance	
U_r 24.0kV	50 / 60 // 125 / 145 kV
U_r 36.0kV	70 / 80 // 170 / 195 kV
U_r 40.5kV	85 / 90 // 185 / 215 kV
Rated frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated normal current	630 A
Rated Short-time withstand current	
U_r 24.0kV	20 kA
U_r 36.0kV	25 kA
U_r 40.5kV	25 kA
Rated peak withstand current 50 / 60 Hz	
U_r 24.0kV	50 / 52 kA
U_r 36.0kV	62.5 / 65 kA
U_r 40.5kV	62.5 / 65 kA
Rated duration of short-circuit	1 s
Internal arc classification (option)	
U_r 24.0kV	IAC A FLR 20 kA, 1 s
U_r 36.0kV	IAC A FLR 25 kA, 1 s
U_r 40.5kV	IAC A FLR 25 kA, 1 s
Connection interface	Outside cone plug-in bushings, IEC interface C1.
Loss of service continuity category	LSC2
Ingress protection	
Gas tank	IP 65
Enclosure	IP 2X
LV cabinet	IP 3X

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

HV Switchgear	
Corrosion class	C3

Table 4-6: HV switchgear data for IEC version

4.5.2 IEEE 60Hz version

HV Switchgear	
Type description	Gas Insulated Switchgear
Applied standards	IEEE 37.20.3, IEEE C37.20.4, IEC 62271-200, ISO 12944.
Insulation medium	SF_6
Rated voltage	
U_r 38.0kV	22.1-36.0 kV
Rated insulation level AC / LI	70 / 150 kV
Rated frequency	60 Hz
Rated normal current	600 A
Rated Short-time withstand current	25 kA
Rated peak withstand current	65 kA
Rated duration of short-circuit	1 s
Internal arc classification (option)	IAC A FLR 25 kA, 1 s
Connection interface grid cables	Outside cone plug-in bushings, IEEE 386 interface type deadbreak, 600A.
Ingress protection	
Gas tank	NEMA 4X / IP 65
Enclosure	NEMA 2 / IP 2X
LV cabinet	NEMA 2 / IP 3X
Corrosion class	C3

Table 4-7: HV switchgear data for IEEE version

4.6 AUX System

The AUX system is supplied from a separate 650/400/230 V transformer located in the nacelle inside the converter cabinet. All motors, pumps, fans and heaters are supplied from this system.

230 V consumers are generally supplied from a 400/230 V transformer located in the tower base. Internal heating and ventilation of cabinets as well as specific option 230 V consumers are supplied from the auxiliary transformer in the converter cabinet.

Power Sockets	
Single Phase (Nacelle)	230 V (16 A) (standard) 110 V (16 A) (option) 2 x 55 V (16 A) (option)
Single Phase (Tower Platforms)	230 V (10 A) (standard) 110 V (16 A) (option) 2 x 55 V (16 A) (option)
Three Phase (Nacelle and Tower Base)	3 x 400 V (16 A)

Table 4-8: AUX system data

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

4.7 Wind Sensors

The turbine is equipped with two ultrasonic wind sensors. The sensors have built-in heaters to minimise interference from ice and snow. The wind sensors are redundant, and the turbine is able to operate with one sensor only.

4.8 Vestas Multi Processor (VMP) Controller

The turbine is controlled and monitored by the VMP8000 control system.

VMP8000 is a multiprocessor control system comprised of main controller, distributed control nodes, distributed IO nodes and ethernet switches and other network equipment. The main controller is placed in the tower bottom of the turbine. It runs the control algorithms of the turbine, as well as all IO communication.

The communications network is a time triggered Ethernet network (TTEthernet).

The VMP8000 control system serves the following main functions:

- Monitoring and supervision of overall operation.
- Synchronizing of the generator to the grid during connection sequence.
- Operating the wind turbine during various fault situations.
- Automatic yawing of the nacelle.
- OptiTip® - blade pitch control.
- Reactive power control and variable speed operation.
- Noise emission control.
- Monitoring of ambient conditions.
- Monitoring of the grid.
- Monitoring of the smoke detection system.

4.9 Uninterruptible Power Supply (UPS)

During grid outage, an UPS system will ensure power supply for specific components.

The UPS system is built by 3 subsystems:

1. 230V AC UPS for all power backup to nacelle and hub control systems
2. 24V DC UPS for power backup to tower base control systems and optional SCADA Power Plant Controller.
3. 230V AC UPS for power backup to internal lights in tower and nacelle. Internal light in the hub is fed from built-in batteries in the light armature.

UPS		
Backup Time	**Standard**	**Optional**
Control System* **(230V AC and 24V DC UPS)**	15 min	Up to 400 min**

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

UPS		
Internal Lights **(230V AC UPS)**	30 min	60 min***
Optional SCADA Power Plant Controller **(24V DC UPS)**	N/A	48 hours****

Table 4-9: UPS data

**The control system includes: the turbine controller (VMP8000), HV switchgear functions, and remote control system.*

***Requires upgrade of the 230V UPS for control system with extra batteries.*

****Requires upgrade of the 230V UPS for internal light with extra batteries.*

*****Requires upgrade of the 24V DC UPS with extra batteries.*

NOTE For alternative backup times, consult Vestas.

5 Turbine Protection Systems

5.1 Braking Concept

The main brake on the turbine is aerodynamic. Stopping the turbine is done by full feathering the three blades (individually turning each blade). Each blade has a hydraulic accumulator to supply power for turning the blade.

In addition, there is a mechanical disc brake on the high-speed shaft of the gearbox with a dedicated hydraulic system. The mechanical brake is only used as a parking brake and when activating the emergency stop buttons.

5.2 Short Circuit Protections

Breakers	Breaker for Aux. Power.	Breaker 1 for Converter Modules	Breaker 2 for Converter Modules
Breaking Capacity Icu, Ics	TBD	TBD	TBD
Making Capacity Icm	TBD	TBD	TBD

Table 5-1: Short circuit protection data

5.3 Overspeed Protection

The generator rpm and the main shaft rpm are registered by inductive sensors and calculated by the wind turbine controller to protect against overspeed and rotating errors.

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

The safety-related partition of the VMP8000 control system monitors the rotor rpm. In case of an overspeed situation, the safety-related partition of the VMP8000 control system activates the emergency feathered position (full feathering) of the three blades independently of the non-safety related partition of VMP8000 control system.

Overspeed Protection	
Sensors Type	Inductive
Trip Level (variant dependent)	12.0-17.5 rpm / 2000 (generator rpm)

Table 5-2: Overspeed protection data

5.4 Arc Detection

The turbine is equipped with an Arc Detection system including multiple optical arc detection sensors placed in the HV transformer compartment and the converter cabinet. The Arc Detection system is connected to the turbine safety system ensuring immediate opening of the HV switchgear if an arc is detected.

5.5 Smoke Detection

The turbine is equipped with a Smoke Detection system including multiple smoke detection sensors placed in the nacelle (above the disc brake), in the transformer compartment, in main electrical cabinets in the nacelle and above the HV switchgear in the tower base. The Smoke Detection system is connected to the turbine safety system ensuring immediate opening of the HV switchgear if smoke is detected.

5.6 Lightning Protection of Blades, Nacelle, Hub and Tower

The Lightning Protection System (LPS) helps protect the wind turbine against the physical damage caused by lightning strikes. The LPS consists of five main parts:

- Lightning receptors. All lightning receptor surfaces on the blades are unpainted, excluding the Solid Metal Tips (SMT).
- Down conducting system (a system to conduct the lightning current down through the wind turbine to help avoid or minimise damage to the LPS itself or other parts of the wind turbine).
- Protection against overvoltage and overcurrent.
- Shielding against magnetic and electrical fields.
- Earthing system.

V136 blades and V150 blades:

Lightning Protection Design Parameters			Protection Level I
Current Peak Value	i_{max}	[kA]	200
Impulse Charge	$Q_{impulse}$	[C]	100
Long Duration Charge	Q_{long}	[C]	200

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Lightning Protection Design Parameters			Protection Level I
Total Charge	Q_{total}	[C]	300
Specific Energy	W/R	[MJ/Ω]	10
Average Steepness	di/dt	[kA/µs]	200

Table 5-3: Lightning protection design parameters (IEC)

Hub/Nacelle/Tower/Foundation and V117 blades:

Lightning Protection Design Parameters			Protection Level I
Current Peak Value	i_{max}	[kA]	200
Impulse Charge	$Q_{impulse}$	[C]	200
Long Duration Charge	Q_{long}	[C]	600
Total Charge	Q_{total}	[C]	800
Specific Energy	W/R	[MJ/Ω]	20
Average Steepness	di/dt	[kA/µs]	200

Table 5-4: Lightning protection design parameters (IEC & JIS)

NOTE The Lightning Protection System is designed according to IEC and JIS standards (see section 8 Design Codes, p. 28).

5.7 EMC

The turbine and related equipment fulfils the EU Electromagnetic Compatibility (EMC) legislation:

- DIRECTIVE 2014/30/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 26 February 2014 on the harmonisation of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility.

5.8 Earthing

The Vestas Earthing System consists of a number of individual earthing electrodes interconnected as one joint earthing system.

The Vestas Earthing System includes the TN-system and the Lightning Protection System for each wind turbine. It works as an earthing system for the medium voltage distribution system within the wind farm.

The Vestas Earthing System is adapted for the different types of turbine foundations. A separate set of documents describe the earthing system in detail, depending on the type of foundation.

In terms of lightning protection of the wind turbine, Vestas has no separate requirements for a certain minimum resistance to remote earth (measured in ohms) for this system. The earthing for the lightning protection system is based on the design and construction of the Vestas Earthing System.

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

A primary part of the Vestas Earthing System is the main earth bonding bar placed where all cables enter the wind turbine. All earthing electrodes are connected to this main earth bonding bar. Additionally, equipotential connections are made to all cables entering or leaving the wind turbine.

Requirements in the Vestas Earthing System specifications and work descriptions are minimum requirements from Vestas and IEC. Local and national requirements, as well as project requirements, may require additional measures.

5.9 Corrosion Protection

Classification of corrosion protection is according to ISO 12944-2.

Corrosion Protection	External Areas	Internal Areas
Nacelle	C5-M	C3
Hub	C5-M	C3
Tower	C5-I	C3

Table 5-5: Corrosion protection data for nacelle, hub, and tower

6 Safety

The safety specifications in this section provide limited general information about the safety features of the turbine and are not a substitute for Buyer and its agents taking all appropriate safety precautions, including but not limited to (a) complying with all applicable safety, operation, maintenance, and service agreements, instructions, and requirements, (b) complying with all safety-related laws, regulations, and ordinances, and (c) conducting all appropriate safety training and education.

6.1 Access

Access to the turbine from the outside is through a door located at the entrance platform approximately 3 meter above ground level. The door is equipped with a lock. Access to the top platform in the tower is by a ladder or service lift. Access to the nacelle from the top platform is by ladder. Access to the transformer room in the nacelle is controlled with a lock. Unauthorised access to electrical switchboards and power panels in the turbine is prohibited according to IEC 60204-1 2006.

6.2 Escape

In addition to the normal access routes, alternative escape routes from the nacelle are through the crane hatch, from the spinner by opening the nose cone, or from the roof of the nacelle. Rescue equipment is placed in the nacelle.

The hatch in the roof can be opened from both the inside and outside. Escape from the service lift is by ladder.

An emergency response plan, placed in the turbine, describes evacuation and escape routes.

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

6.3 Rooms/Working Areas

The tower and nacelle are equipped with power sockets for electrical tools for service and maintenance of the turbine.

6.4 Floors, Platforms, Standing, and Working Places

All floors have anti-slip surfaces.

There is one floor per tower section.

Rest platforms are provided at intervals of 9 metres along the tower ladder between platforms.

Foot supports are placed in the turbine for maintenance and service purposes.

6.5 Service Lift

The turbine is delivered with a service lift installed as an option.

6.6 Climbing Facilities

A ladder with a fall arrest system (rigid rail) is installed through the tower.

There are anchor points in the tower, nacelle and hub, and on the roof for attaching fall arrest equipment (full-body harness). Over the crane hatch there is an anchor point for the emergency descent equipment. Anchor points are coloured yellow and are calculated and tested to 22.2 kN.

6.7 Moving Parts, Guards, and Blocking Devices

All moving parts in the nacelle are shielded.

The turbine is equipped with a rotor lock to block the rotor and drive train.

Blocking the pitch of the cylinder can be done with mechanical tools in the hub.

6.8 Lights

The turbine is equipped with lights in the tower, nacelle and hub.

There is emergency light in case of the loss of electrical power.

6.9 Emergency Stop

There are emergency stop buttons in the nacelle, hub and bottom of the tower.

6.10 Power Disconnection

The turbine is equipped with breakers to allow for disconnection from all power sources during inspection or maintenance. The switches are marked with signs and are located in the nacelle and bottom of the tower.

6.11 Fire Protection/First Aid

A handheld 5-6 kg CO_2 fire extinguisher, first aid kit and fire blanket are required to be located in the nacelle during service and maintenance.

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

- A handheld 5-6 kg CO_2 fire extinguisher is required only during service and maintenance activities, unless a permanently mounted fire extinguisher located in the nacelle is mandatorily required by authorities.
- First aid kits are required only during service and maintenance activities.
- Fire blankets are required only during non-electrical hot work activities.

6.12 Warning Signs

Warning signs placed inside or on the turbine must be reviewed before operating or servicing the turbine.

6.13 Manuals and Warnings

The Vestas Corporate OH&S Manual and manuals for operation, maintenance and service of the turbine provide additional safety rules and information for operating, servicing or maintaining the turbine.

7 Environment

7.1 Chemicals

Chemicals used in the turbine are evaluated according to the Vestas Wind Systems A/S Environmental System certified according to ISO 14001:2015. The following chemicals are used in the turbine:

- Anti-freeze to help prevent the cooling system from freezing.
- Gear oil for lubricating the gearbox.
- Hydraulic oil to pitch the blades and operate the brake.
- Grease to lubricate bearings.
- Various cleaning agents and chemicals for maintenance of the turbine.

8 Design Codes

8.1 Design Codes – Structural Design

The turbine design has been developed and tested with regard to, but not limited to, the following main standards:

Design Codes	
Nacelle and Hub	IEC 61400-1 Edition 3 EN 50308
Tower	IEC 61400-1 Edition 3 Eurocode 3
Blades	DNV-OS-J102 IEC 1024-1 IEC 60721-2-4 IEC 61400 (Part 1, 12 and 23) IEC WT 01 IEC DEFU R25

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01
T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Design Codes	
	ISO 2813 DS/EN ISO 12944-2
Gearbox	ISO 81400-4
Generator	IEC 60034
Transformer	IEC 60076-11, IEC 60076-16, CENELEC HD637 S1
Lightning Protection	IEC 62305-1: 2006 IEC 62305-3: 2006 IEC 62305-4: 2006 IEC 61400-24:2010 JIS C 1400-24 2014
Rotating Electrical Machines	IEC 34
Safety of Machinery, Safety-related Parts of Control Systems	IEC 13849-1
Safety of Machinery – Electrical Equipment of Machines	IEC 60204-1

Table 8-1: Design codes

9 Colours

9.1 Nacelle Colour

Colour of Vestas Nacelles	
Standard Nacelle Colour	RAL 7035 (light grey)
Standard Logo	Vestas

Table 9-1: Colour, nacelle

9.2 Tower Colour

Colour of Vestas Tower Section		
	External:	**Internal:**
Standard Tower Colour	RAL 7035 (light grey)	RAL 9001 (cream white)

Table 9-2: Colour, tower

9.3 Blade Colour

Blade Colour	
Standard Blade Colour	RAL 7035 (light grey). All lightning receptor surfaces on the blades are unpainted, excluding the Solid Metal Tips (SMT).

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Blade Colour	
Tip-End Colour Variants	RAL 2009 (traffic orange), RAL 3020 (traffic red)
Gloss	< 30% DS/EN ISO 2813

Table 9-3: Colour, blades

10 Operational Envelope and Performance Guidelines

Actual climate and site conditions have many variables and should be considered in evaluating actual turbine performance. The design and operating parameters set forth in this section do not constitute warranties, guarantees, or representations as to turbine performance at actual sites.

10.1 Climate and Site Conditions

Values refer to hub height:

Extreme Design Parameters	
Wind Climate	**All**
Ambient Temperature Interval (Standard Temperature Turbine)	-40° to +50°C

Table 10-1: Extreme design parameters

10.2 Operational Envelope – Temperature and Altitude

Values below refer to hub height and are determined by the sensors and control system of the turbine.

Operational Envelope – Temperature	
Ambient Temperature Interval (Standard Turbine)	-20° to +45°C
Ambient Temperature Interval (Low Temperature Turbine)	-30° to +45°C

Table 10-2: Operational envelope – temperature

NOTE The wind turbine will stop producing power at ambient temperatures above 45°C.

For the low temperature options of the wind turbine, consult Vestas.

The turbine is designed for use at altitudes up to 1000 m above sea level as standard and optional up to 2000 m above sea level.

10.3 Operational Envelope – Temperature and Altitude

Values below refer to hub height and are determined by the sensors and control system of the turbine. At ambient temperatures above the thresholds shown for each operating mode in Figure 10-1 below, the turbine will maintain derated production. Additional derating will take place at altitudes above 1000 m.a.s.l.

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

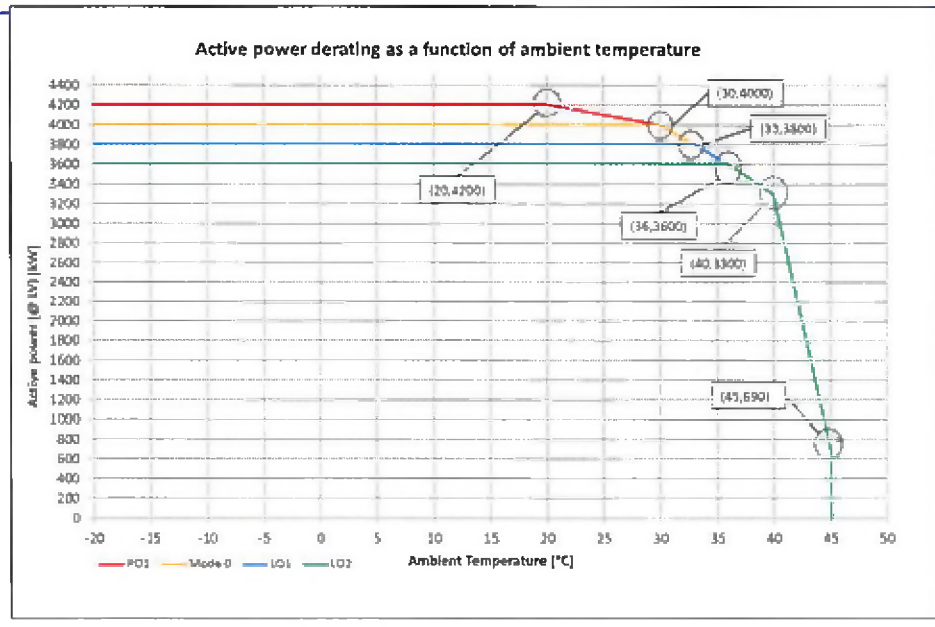


Figure 10-1: Temperature dependant derated operation.

NOTE All derating settings are preliminary and subject to change.

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

10.4 Operational Envelope – Grid Connection

Operational Envelope – Grid Connection		
Nominal Phase Voltage	[U_{NP}]	720 V
Nominal Frequency	[f_N]	50/60 Hz
Maximum Frequency Gradient	±4 Hz/sec.	
Maximum Negative Sequence Voltage	3% (connection) 2% (operation)	
Minimum Required Short Circuit Ratio at Turbine HV Connection	5.0 (contact Vestas for lower SCR levels)	
Maximum Short Circuit Current Contribution	1.05 p.u. (continuous) 1.45 p.u. (peak)	

Table 10-3: Operational envelope – grid connection

The generator and the converter will be disconnected if*:

Protection Settings	
Voltage Above 110% of Nominal for 1800 Seconds**	792 V
Voltage Above 116% of Nominal for 60 Seconds	835 V
Voltage Above 125% of Nominal for 2 Seconds	900 V
Voltage Above 136% of Nominal for 0.150 Seconds	979 V
Voltage Below 90% of Nominal for 180 Seconds (FRT)**	648 V
Voltage Below 85% of Nominal for 12 Seconds (FRT)	612 V
Voltage Below 80% of Nominal for 4 Seconds (FRT)	576 V
Frequency is Above 106% of Nominal for 0.2 Seconds	53/63.6 Hz
Frequency is Below 94% of Nominal for 0.2 Seconds	47/56.4 Hz

Table 10-4: Generator and converter disconnecting values

NOTE

* Over the turbine lifetime, grid drop-outs are to occur at an average of no more than 50 times a year.

** The turbine may be configured for continuous operation @ +/- 13 % voltage. Reactive power capability is limited for these widened settings to an extent that is yet to be determined.

All protection settings are preliminary and subject to change.

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

10.5 Operational Envelope – Reactive Power Capability in 4.0 MW Mode 0

The turbine has a reactive power capability in 4.0 MW Mode 0 on the low voltage side of the HV transformer as illustrated in Figure 10-2:

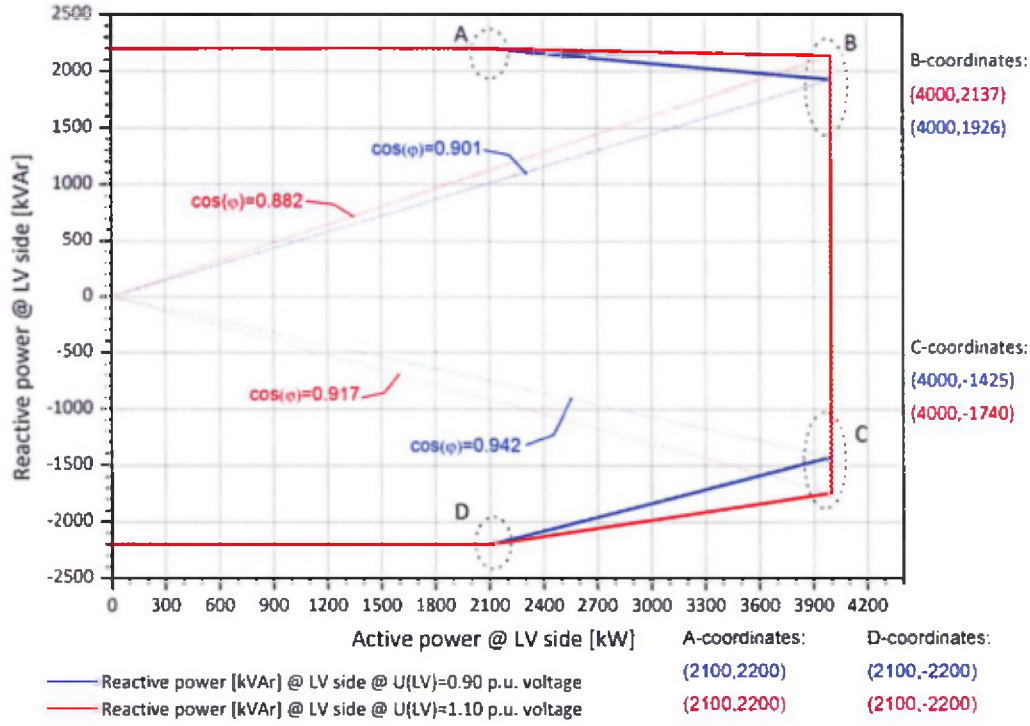


Figure 10-2: Reactive power capability for 4.0 MW Mode 0.

When operating at 4.0 MW nominal power at LV side of the HV transformer, the reactive power capability on the high voltage side of the HV transformer is approximately:

- cosφ(HV) = 0.93/0.91 capacitive/inductive @ U(HV) = 0.90 p.u. voltage
- cosφ(HV) = 0.95/0.89 capacitive/inductive @ U(HV) = 1.10 p.u. voltage

Reactive power is produced by the full-scale converter. Traditional capacitors are, therefore, not used in the turbine.

The turbine is able to maintain the reactive power capability at low wind with no active power production.

NOTE

4.0 MW Mode 0 derates above +30°C ambient temperature for ≤1000 m.a.s.l. according to Figure 10-1.

All reactive power capabilities are preliminary and subject to change.

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

10.6 Operational Envelope – Reactive Power Capability in 4.0 MW Reactive Power Optimized Mode (QO1)

An optional, extended reactive power capability is available with 4.0 MW Reactive Power Optimized Mode (QO1) when ambient temperature is below +20°C for ≤1000 m.a.s.l. The reactive power capability is as seen in Figure 10-3:

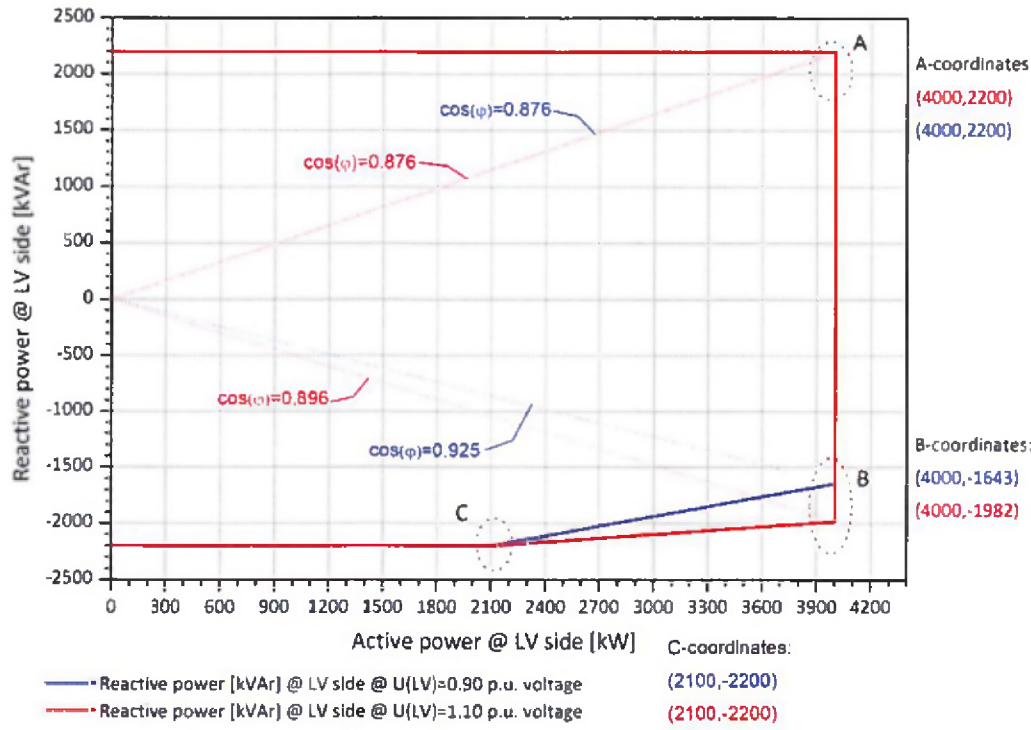


Figure 10-3: Reactive power capability for 4.0 MW Reactive Power Optimized Mode (QO1).

When operating at 4.0 MW in Reactive Power Optimized Mode (QO1) at LV side of the HV transformer, the reactive power capability on the high voltage side of the HV transformer is approximately:

- cosφ(HV) = 0.91/0.90 capacitive/inductive @ U(HV) = 0.90 p.u. voltage
- cosφ(HV) = 0.94/0.87 capacitive/inductive @ U(HV) = 1.10 p.u. voltage

The turbine is able to maintain the reactive power capability at low wind with no active power production.

NOTE

4.0 MW Reactive Power Optimized Mode (QO1) derates reactive power linearly above +20°C ambient temperature for ≤1000 m.a.s.l. to converge with the reactive power capability of 4.0 MW Mode 0 in Figure 10-2 at +30°C.

All reactive power capabilities are preliminary and subject to change.

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

10.7 Operational Envelope – Reactive Power Capability in 4.2 MW Power Optimized Mode (PO1)

The reactive power capability for the 4.2 MW Power Optimized Mode (PO1) is as illustrated in Figure 10-4:

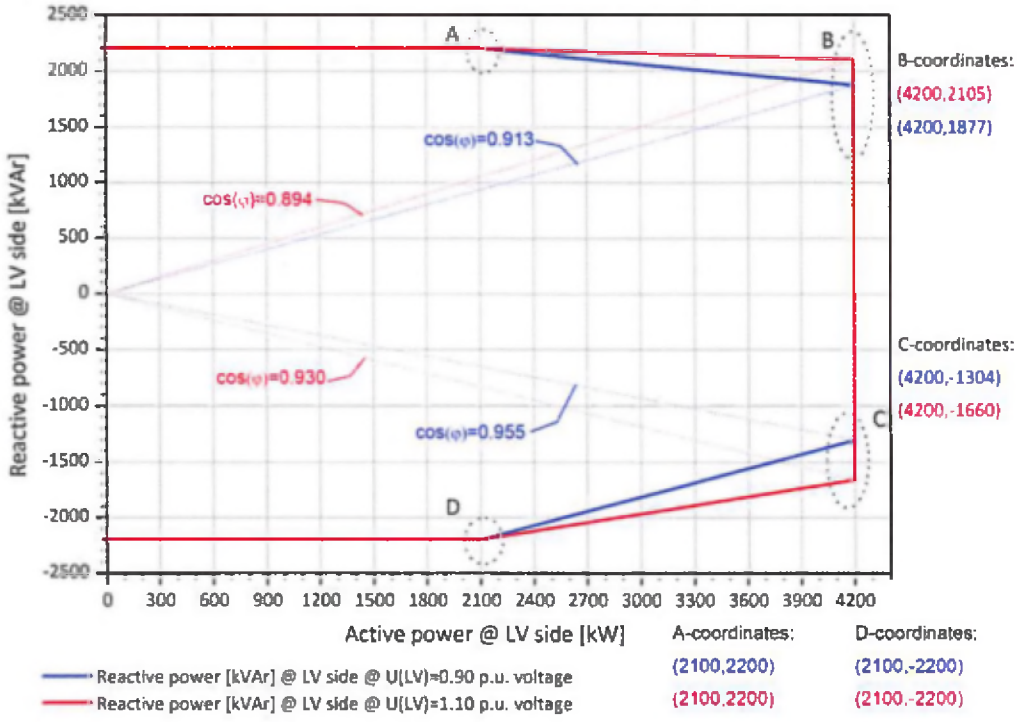


Figure 10-4: Reactive power capability for 4.2 MW Power Optimized Mode (PO1).

When operating at 4.2 MW in Power Optimized Mode (PO1) at LV side of the HV transformer, the reactive power capability on the high voltage side of the HV transformer is approximately:

- cosφ(HV) = 0.95/0.92 capacitive/inductive @ U(HV) = 0.90 p.u. voltage
- cosφ(HV) = 0.96/0.91 capacitive/inductive @ U(HV) = 1.10 p.u. voltage

The turbine is able to maintain the reactive power capability at low wind with no active power production.

NOTE

4.2 MW Power Optimized Mode (PO1) derates above +20°C ambient temperature for ≤1000 m.a.s.l. according to Figure 10-1.

4.2 MW Power Optimized Mode (PO1) is mutually exclusive with 4.0 MW Reactive Power Optimized Mode (QO1) (since Q is traded for P).

All reactive power capabilities are preliminary and subject to change.

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

10.8 Performance – Fault Ride Through

The turbine is equipped with a full-scale converter to gain better control of the wind turbine during grid faults. The turbine control system continues to run during grid faults.

The turbine is designed to stay connected during grid disturbances within the voltage tolerance curve as illustrated below:

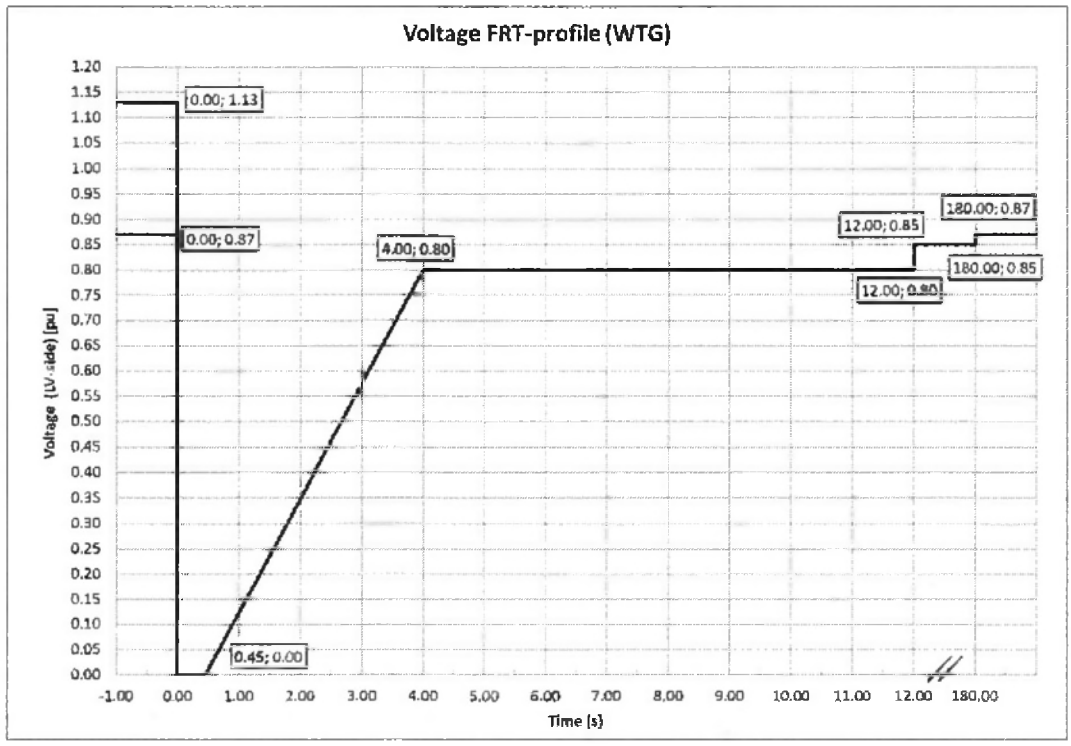


Figure 10-5: Low voltage tolerance curve for symmetrical and asymmetrical faults, where U represents voltage as measured on the grid.

For grid disturbances outside the tolerance curve in Figure 10-5, the turbine will be disconnected from the grid.

NOTE All fault ride through capability values are preliminary and subject to change.

Power Recovery Time	
Power Recovery to 90% of Pre-Fault Level	Maximum 0.1 seconds

Table 10-5: Power recovery time

10.9 Performance – Reactive Current Contribution

The reactive current contribution depends on whether the fault applied to the turbine is symmetrical or asymmetrical.

NOTE All reactive current contribution values are preliminary and subject to change.

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

10.9.1 Symmetrical Reactive Current Contribution

During symmetrical voltage dips, the wind farm will inject reactive current to support the grid voltage. The reactive current injected is a function of the measured grid voltage.

The default value gives a reactive current part of 1 p.u. of the rated active current at the high voltage side of the HV transformer. Figure 10-6, indicates the reactive current contribution as a function of the voltage. The reactive current contribution is independent from the actual wind conditions and pre-fault power level. As seen in Figure 10-6, the default current injection slope is 2% reactive current increase per 1% voltage decrease. The slope can be parameterized between 0 and 10 to adapt to site specific requirements.

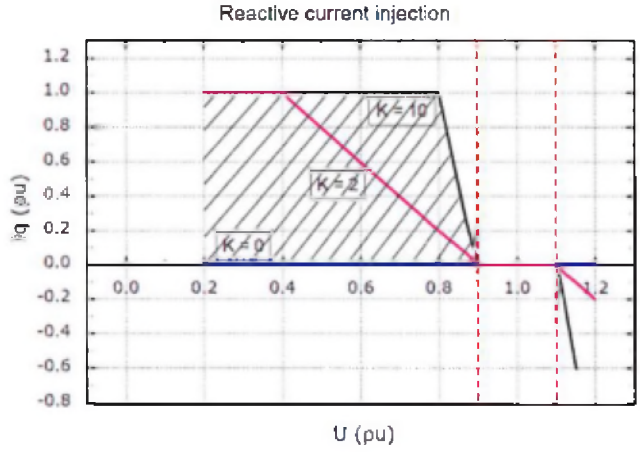


Figure 10-6: Reactive current injection

10.9.2 Asymmetrical Reactive Current Contribution

The injected current is based on the measured positive sequence voltage and the used K-factor. During asymmetrical voltage dips, the reactive current injection is limited to approximate 0.4 p.u. to limit the potential voltage increase on the healthy phases.

10.10 Performance – Multiple Voltage Dips

The turbine is designed to handle re-closure events and multiple voltage dips within a short period of time due to the fact that voltage dips are not evenly distributed during the year. For example, the turbine is designed to handle 10 voltage dips of duration of 200 ms, down to 20% voltage, within 30 minutes.

10.11 Performance – Active and Reactive Power Control

The turbine is designed for control of active and reactive power via the VestasOnline® SCADA system.

Maximum Ramp Rates for External Control	
Active Power	0.1 p.u./sec for max. power level change of 0.3 p.u. 0.3 p.u./sec for max. power level change of 0.1 p.u.
Reactive Power	20 p.u./sec

Table 10-6: Active/reactive power ramp rates (values are preliminary)

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

To support grid stability the turbine is capable to stay connected to the grid at active power references down to 10 % of nominal power for the turbine. For active power references below 10 % the turbine may disconnect from the grid.

10.12 Performance – Voltage Control

The turbine is designed for integration with VestasOnline® voltage control by utilising the turbine reactive power capability.

10.13 Performance – Frequency Control

The turbine can be configured to perform frequency control by decreasing the output power as a linear function of the grid frequency (over frequency). Dead band and slope for the frequency control function are configurable.

10.14 Distortion – Immunity

The turbine is able to connect with a pre-connection (background) voltage distortion level at the grid interface of 8% and operate with a post-connection voltage distortion level of 8%.

10.15 Main Contributors to Own Consumption

The consumption of electrical power by the wind turbine is defined as the power used by the wind turbine when it is not providing energy to the grid. This is defined in the control system as Production Generator 0 (zero).

The components in Table 10-7 have the largest influence on the own consumption of the wind turbine (the average own consumption depends on the actual conditions, the climate, the wind turbine output, the cut-off hours, etc.).

The VMP8000 control system has a hibernate mode that reduces own consumption when possible. Similarly, cooling pumps may be turned off when the turbine idles.

Main contributors to Own Consumption	
Hydraulic Motor	2 x 15 (V117) / 18.5 kW (V136 + V150) (master-slave)
Yaw Motors	Maximum 21 kW in total
Water Heating	10 kW
Water Pumps	2.2 + 5.5 kW
Oil Heating	7.9 kW
Oil Pump for Gearbox Lubrication	12.5 kW
Controller Including Heating Elements for the Hydraulics and all Controllers	Approximately 3 kW
HV Transformer No-load Loss	See section 4.3 HV Transformer, p. 14

Table 10-7: Main contributors to own consumption data (values are preliminary).

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

11 Drawings

11.1 Structural Design – Illustration of Outer Dimensions

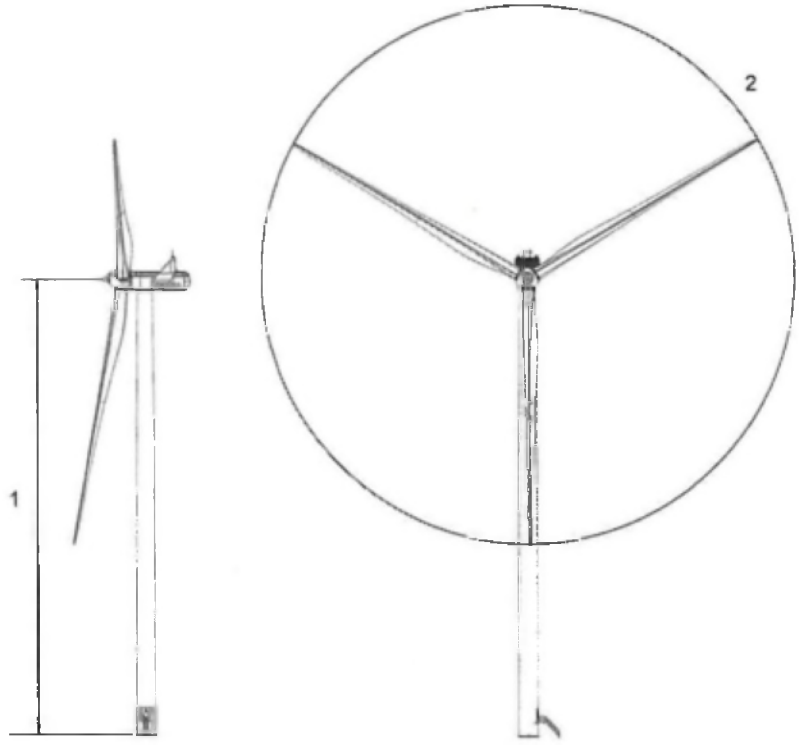


Figure 11-1: Illustration of outer dimensions – structure

1 Hub heights: See Performance Specification

2 Rotor diameter: 117-150 m

11.2 Structural Design – Side View Drawing

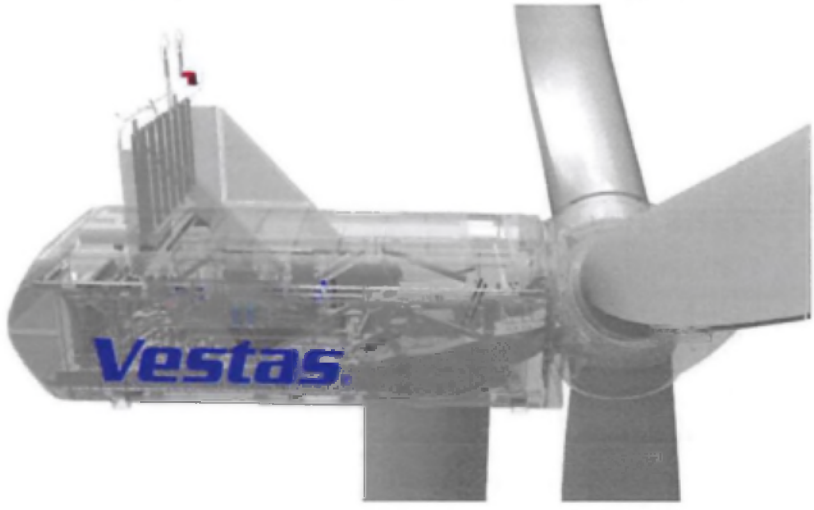


Figure 11-2: Side-view drawing

Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

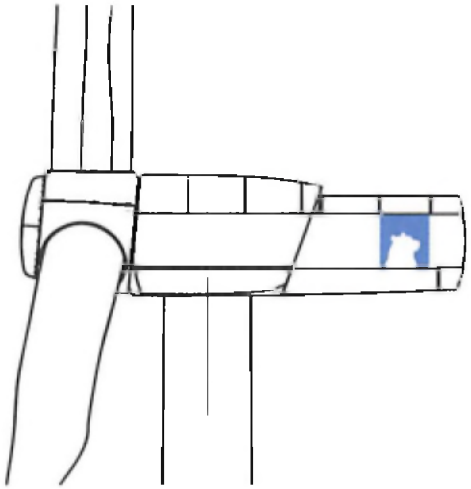
Original Instruction: T05 0067-7060 VER 01

12 General Reservations, Notes and Disclaimers

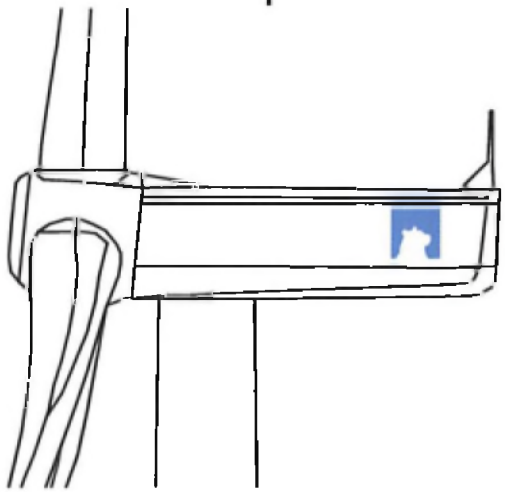
- © 2017 Vestas Wind Systems A/S. This document is created by Vestas Wind Systems A/S and/or its affiliates and contains copyrighted material, trademarks, and other proprietary information. All rights reserved. No part of the document may be reproduced or copied in any form or by any means – such as graphic, electronic, or mechanical, including photocopying, taping, or information storage and retrieval systems – without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S. The use of this document is prohibited unless specifically permitted by Vestas Wind Systems A/S. Trademarks, copyright or other notices may not be altered or removed from the document.
- The general descriptions in this document apply to the current version of the 4MW Platform wind turbines. Updated versions of the 4MW Platform wind turbines, which may be manufactured in the future, may differ from this general description. In the event that Vestas supplies an updated version of a specific 4MW Platform wind turbine, Vestas will provide an updated general description applicable to the updated version.
- Vestas recommends that the grid be as close to nominal as possible with limited variation in frequency and voltage.
- A certain time allowance for turbine warm-up must be expected following grid dropout and/or periods of very low ambient temperature.
- All listed start/stop parameters (e. g. wind speeds and temperatures) are equipped with hysteresis control. This can, in certain borderline situations, result in turbine stops even though the ambient conditions are within the listed operation parameters.
- The earthing system must comply with the minimum requirements from Vestas, and be in accordance with local and national requirements and codes of standards.
- This document, General Description, is not an offer for sale, and does not contain any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and noise (including, without limitation, the power curve and noise verification method). Any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and noise (including, without limitation, the power curve and noise verification method) must be agreed to separately in writing.

T05 0067-7060 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-05-07 by MHEIT

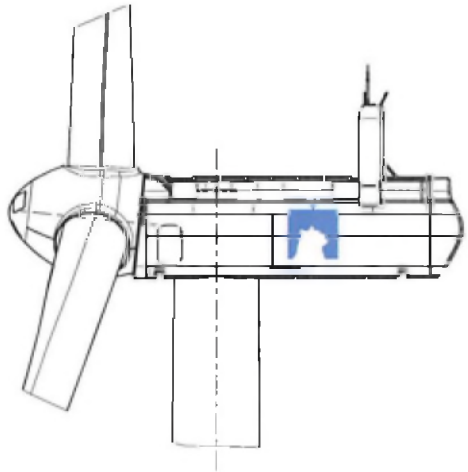
Bijlage 9b
Voor- en zijaanzichten – Mug Ingenieursbureau



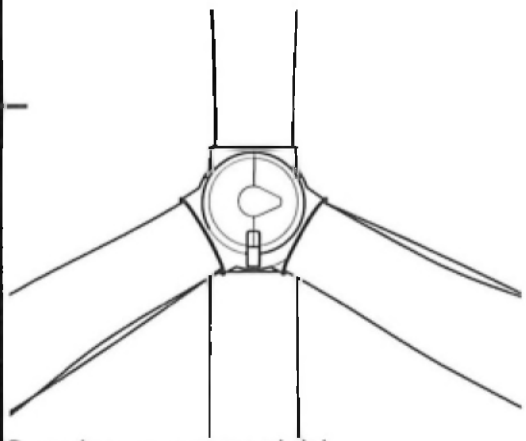
Senvion zijaanzicht



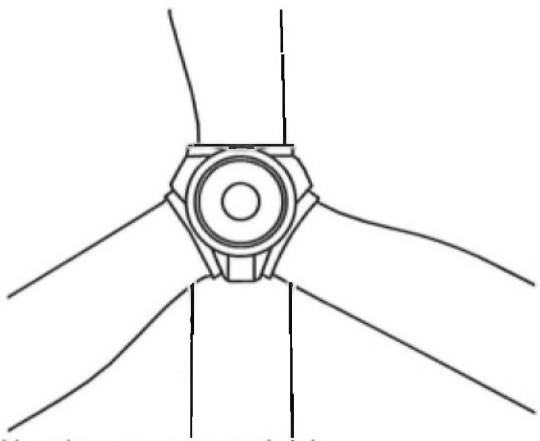
Nordex zijaanzicht



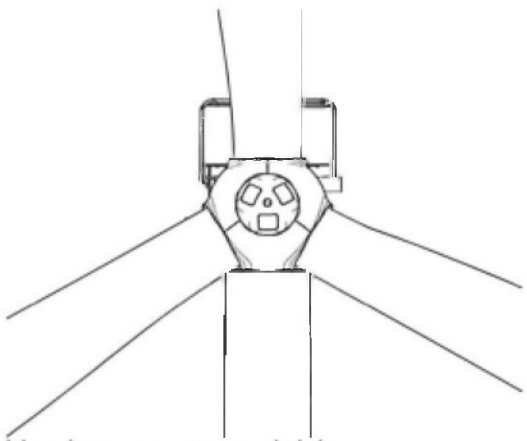
Vestas zijaanzicht



Senvion vooraanzicht



Nordex vooraanzicht



Vestas vooraanzicht

MUG INGENIEURSBUREAU
Zernikelaan 6
9251 VA LEEK
Postbus 136
9250 AC LEEK
0594 55 24 20
info@mug.nl
www.mug.nl

Wijz	Gef	Gec	Omschrijving	Datum
0	BBo	PvH	Eerste uitgave	01-09-2018

Project: Windpark Goyerbrug

Opdrachtgever: Windpark Goyerbrug bv

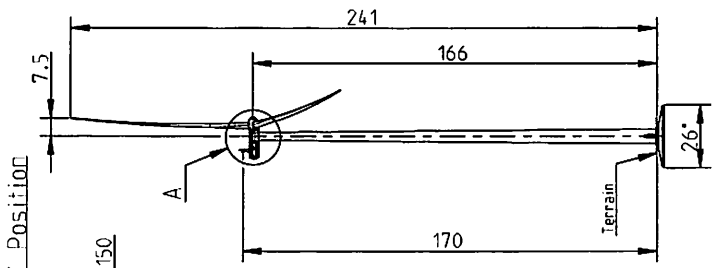
Onderdeel: Voor- en zijaanzichten gondelhuizen

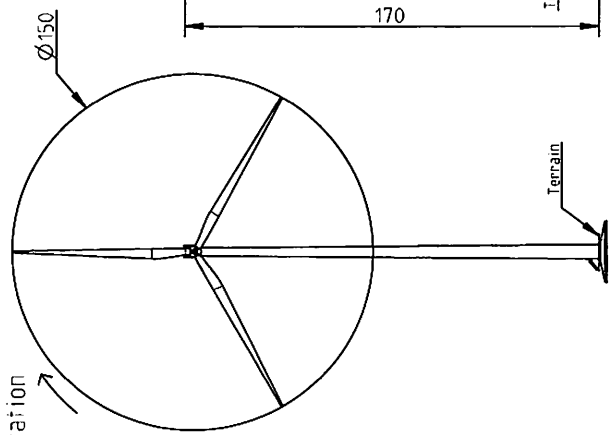
Projectnummer: 70188718
Tekeningnummer: 09-001
Schaal: 1:200
Formaat: A3
Blad 01 van 01

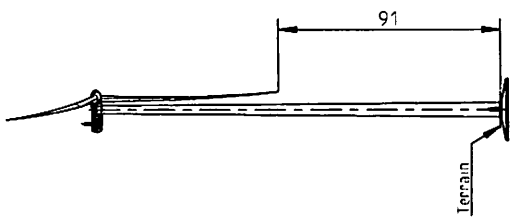
DEFINITIEF

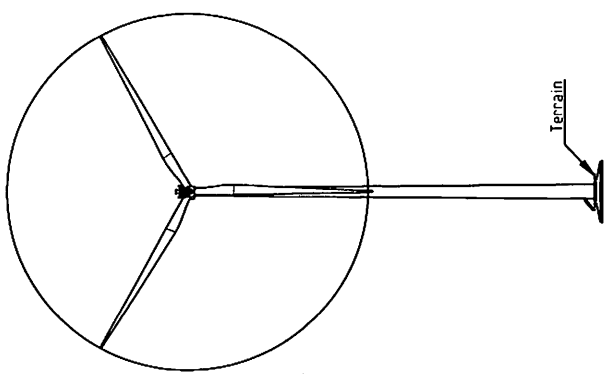
PRAKTISCHE DENKERS

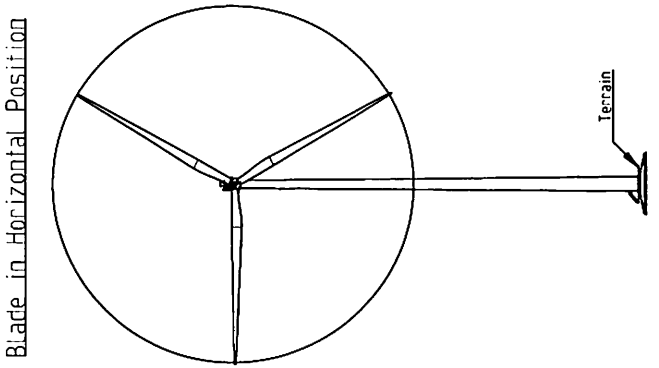
Bijlage 9c
Aanzichten - Vestas

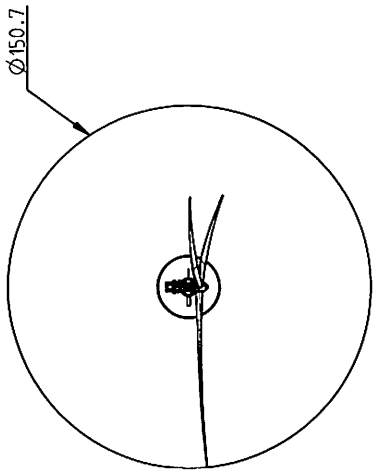


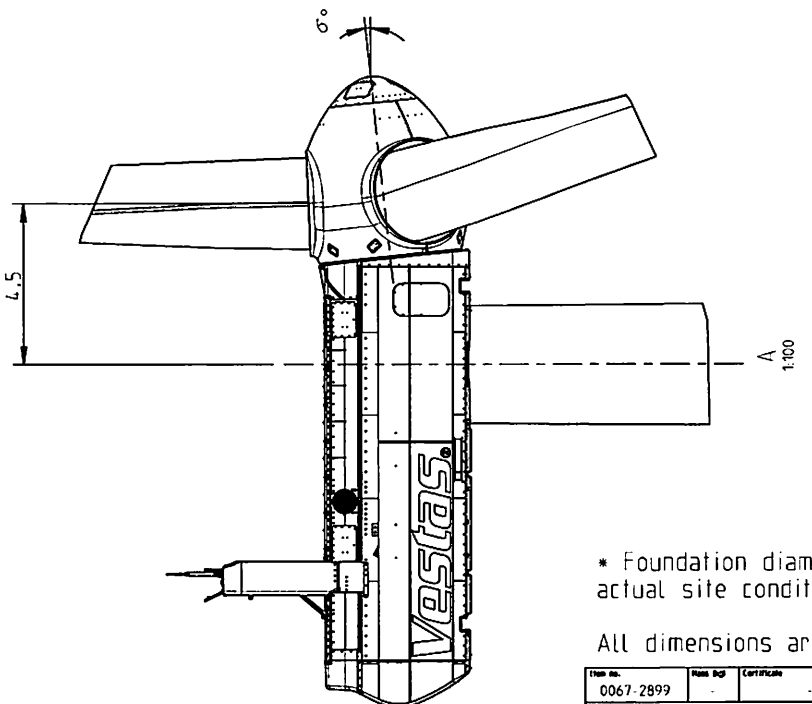












* Foundation diameter is indicative and depends on actual site condition

All dimensions are shown in meters

Item no. 0067-2899	Mass (kg) -	Certificate -	Format A2	Status -	Revised by -	Created date -	Created by -
Material specification - -			Scale 1:1500	Change no.	PQM ver. -	Reviewed date -	Reviewed by -
Vestas. vestas.com			Proj. / Pro/E	Item description V150 HH166 -			
			Metric Dimensions shown in mm unless otherwise specified	Replaces / Copy of -	Drawing no. 0067-2899	Ver. 1	Sheet 1 of 1

WARNING. PROPRIETARY AND CONFIDENTIAL INFORMATION.
This document and the information set forth herein are confidential and proprietary to Vestas Wind Systems A/S. It contains trade secrets, and independent economic value, actual or potential, may be derived from the document/information not being generally known. In consideration of you receiving this document you agree (i) to keep the information secret (ii) only to use the information for the purpose specifically agreed with Vestas (iii) not to disclose directly or indirectly any part of the information to any third party and (iv) not to make copies or reproductions thereof by whatsoever means or undertake any qualitative or quantitative analysis, reverse engineering or replication.

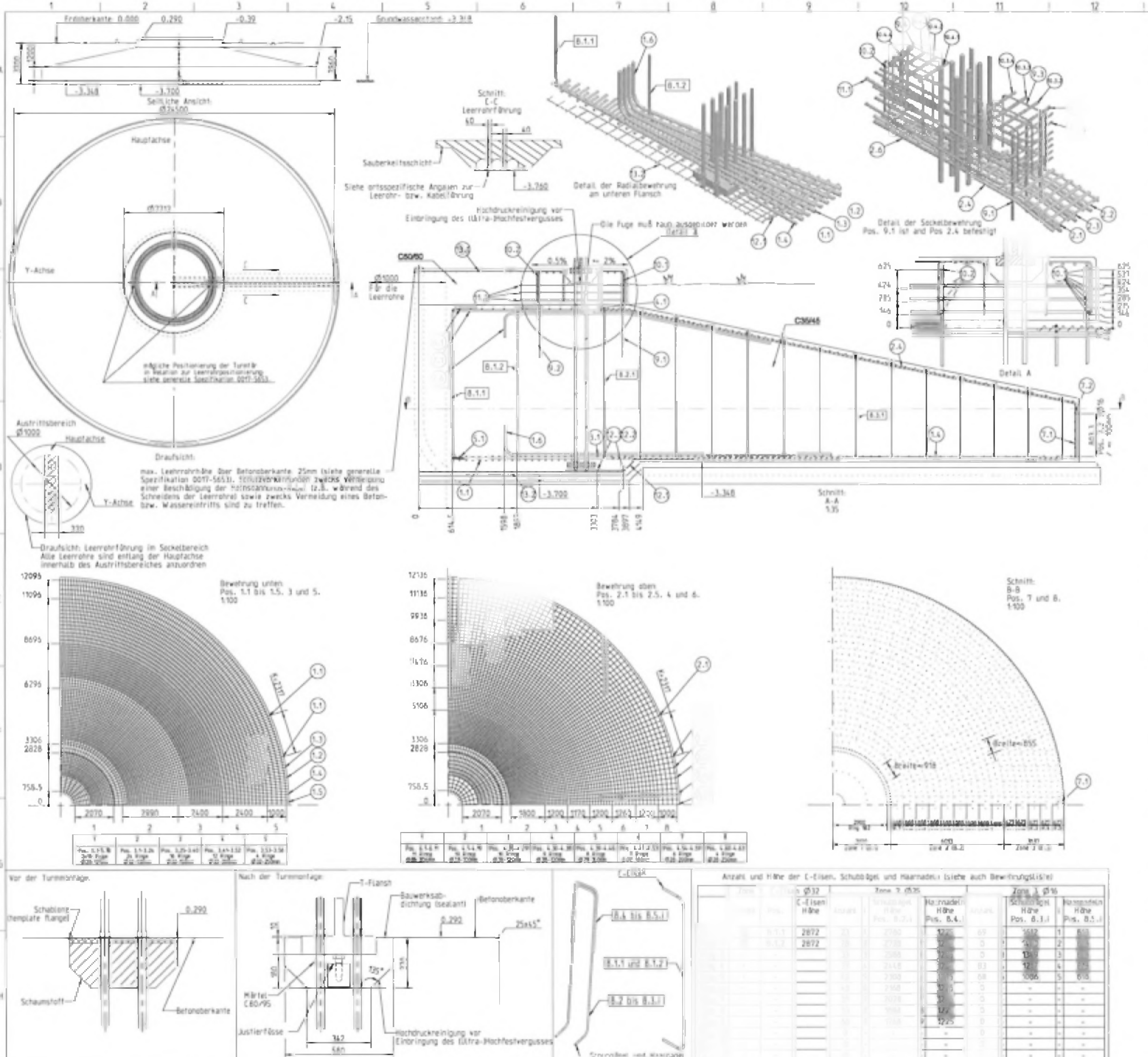
VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights in it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized use. Infringers may pursue legal remedies against responsible parties.

Original Instruction: T05 0067-2899 VER 01

T05 0067-2899 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2015-04-19 by JAYHO

Bijlage 10
Principe tekening fundering - Vestas

CONFIDENTIAL



Information für den Prüfer:

Status	Approved
Item no.	0072-5730
Created date	2018-02-02
Created by	SASBA
Item no.	447922
Rev.	0.2
Revision date	09.02.2018
Revised by	AZATT
Title	V150 4.0/4.2MW 166M MK3 DIBTS DLGW1 GWS in UK Fundament
Drawing no.	0072-5730
Rev.	0
Sheet	1 of 1

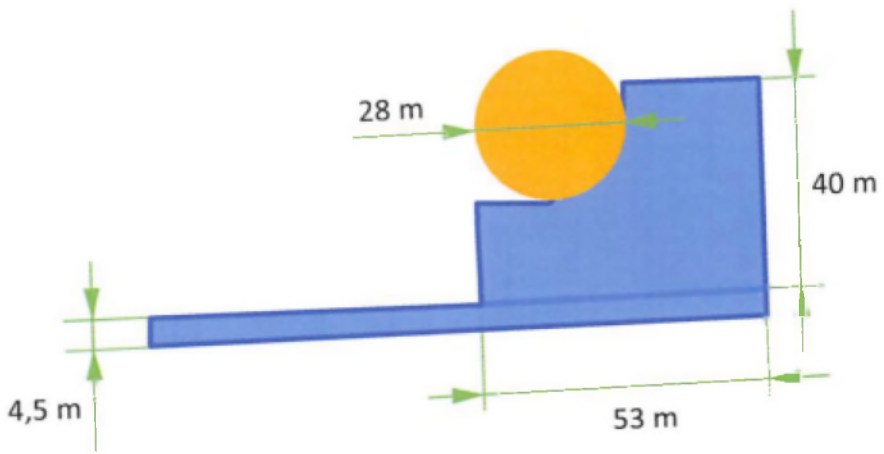
Vestas.

Bijlage 11a
Weg en kraanopstelplaatsen – Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG - OVERZICHT WEGEN EN KRAANOPSTELPLAATSEN

Leeswijzer:
dit document geeft een overzicht van de wegen en kraanopstelplaatsen van Windpark Goyerbrug. Uit dit document is de grootte en de locatie van de tijdelijke en permanente kraanopstelplaatsen en de wegen op te maken. De letters in de kaarten zijn referentiepunten die op de laatste pagina van dit document samengevat worden met de bijbehorende XY-coördinaten.

WINDPARK GOYERBRUG - ALGEMENE MAATVOERING WEGEN EN KRAANOPSTELPLAATSEN



NB: kraanopstelplaatsen zullen specifiek ontworpen worden waardoor algemene maatvoering kan afwijken.

Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, WEGEN EN KRAANOPSTELPLAATSEN (PERMANENT)

Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, WEGEN EN KRAANOPSTELPLAATSEN (TIJDELIJK EN PERMANENT)

Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, TOEGANGSWEG EN KRAANOPSTELPLAATS BIJ TURBINE 1 (PERMANENT)

Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, TOEGANGSWEG EN KRAANOPSTELPLAATS BIJ TURBINE 1 (PERMANENT)

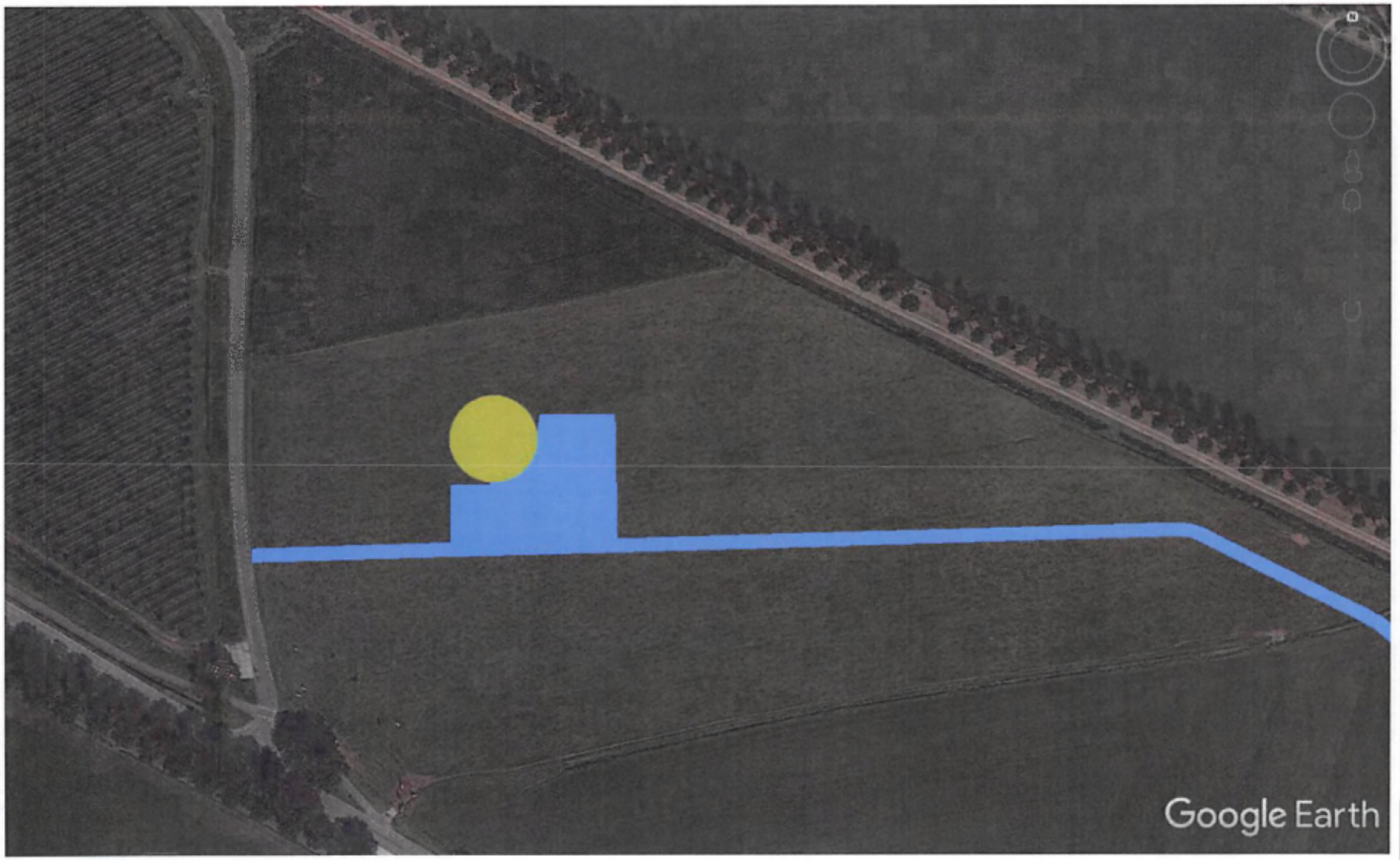
6/17 20190104 v2.1

Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, TOEGANGSWEG EN KRAANOPSTELPLAATS BIJ TURBINE 1 (TIJDELIJK EN PERMANENT)

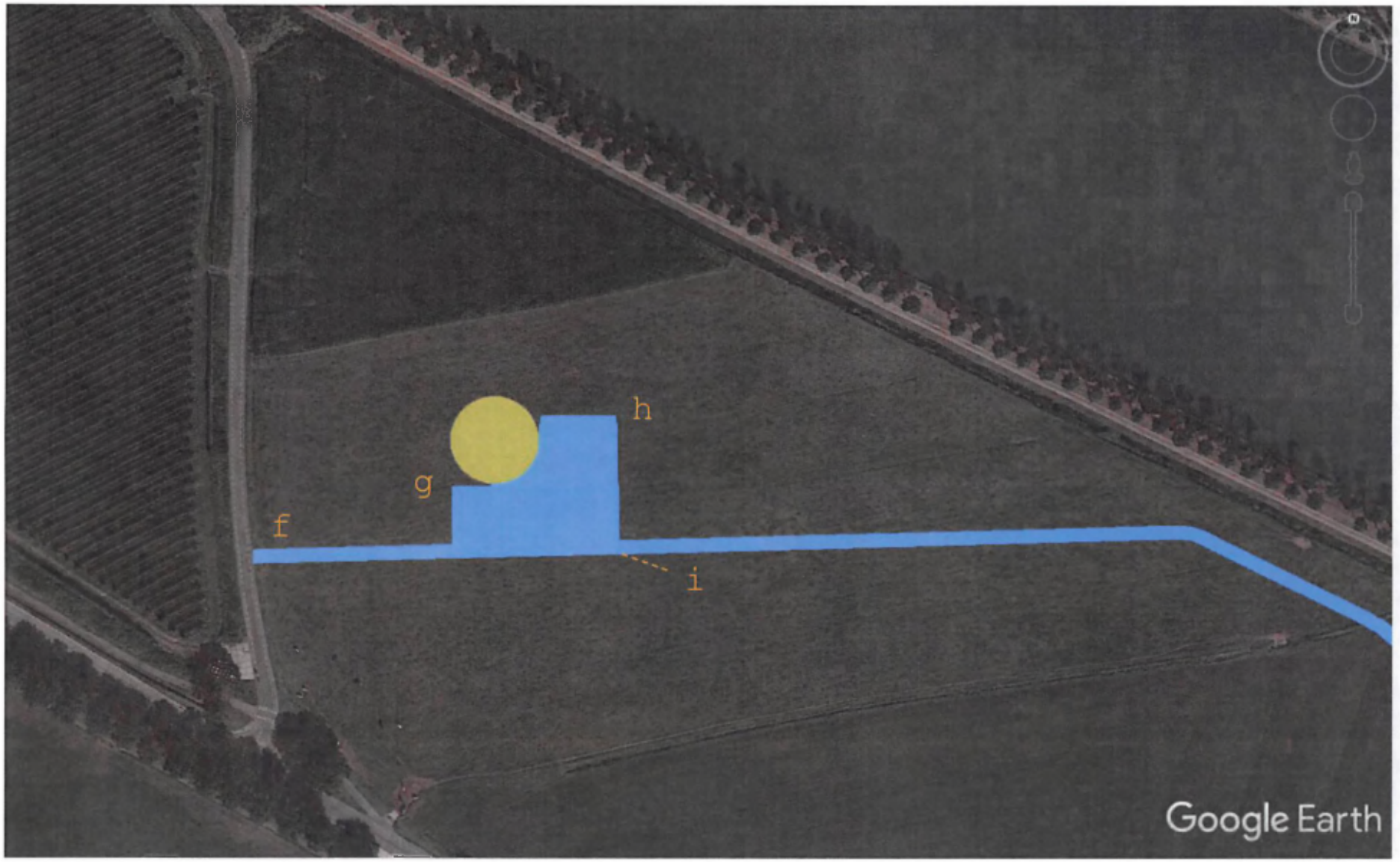
Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, TOEGANGSWEG EN KRAANOPSTELPLAATS BIJ TURBINE 2 (PERMANENT)



Windpark Goyerbrug

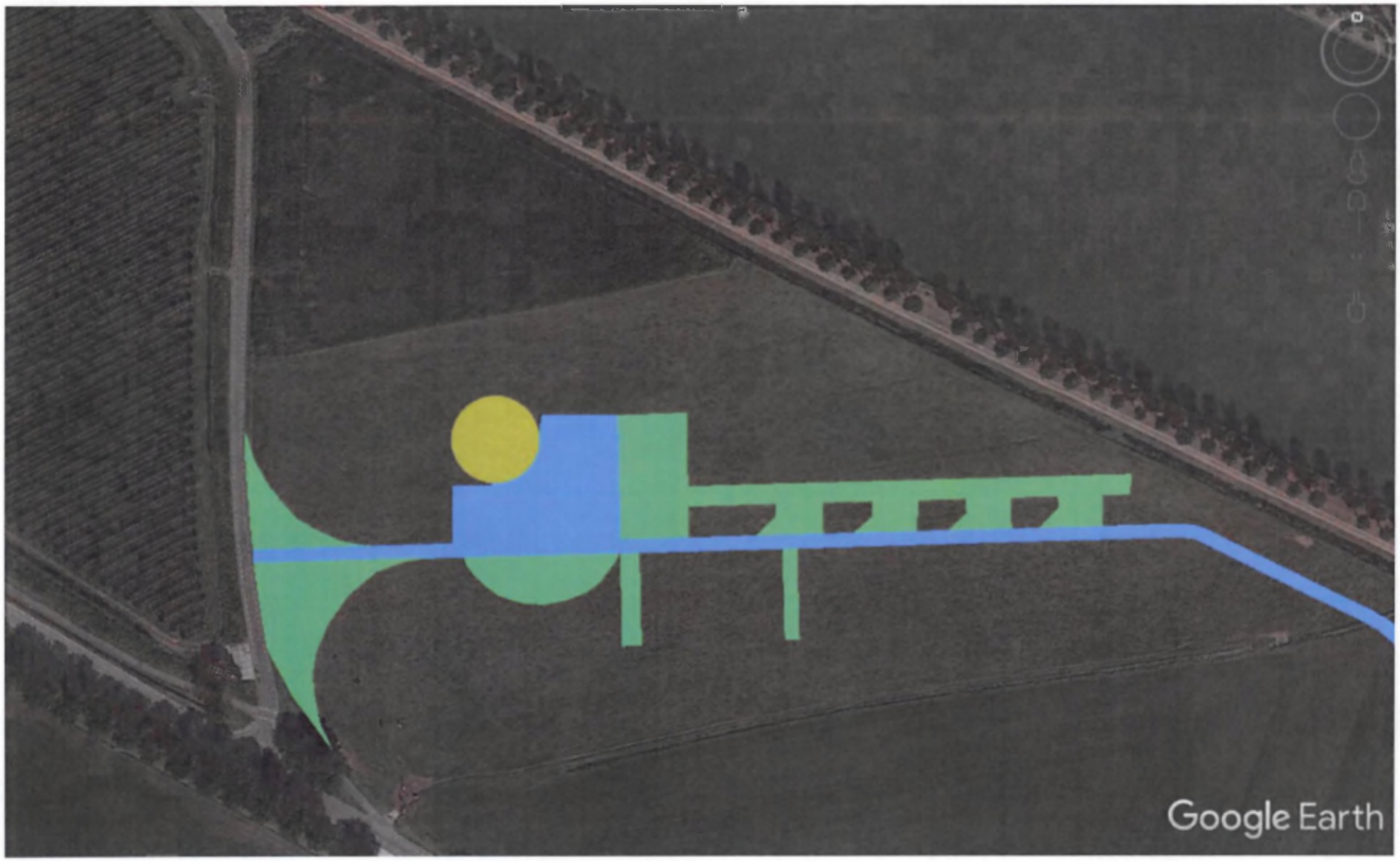
WINDPARK GOYERBRUG, TOEGANGSWEG EN KRAANOPSTELPLAATS BIJ TURBINE 2 (PERMANENT)



9/17 20190104 v2.1

Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, TOEGANGSWEG EN KRAANOPSTELPLAATS BIJ TURBINE 2 (TIJDELIJK EN PERMANENT)



10/17 20190104 v2.1

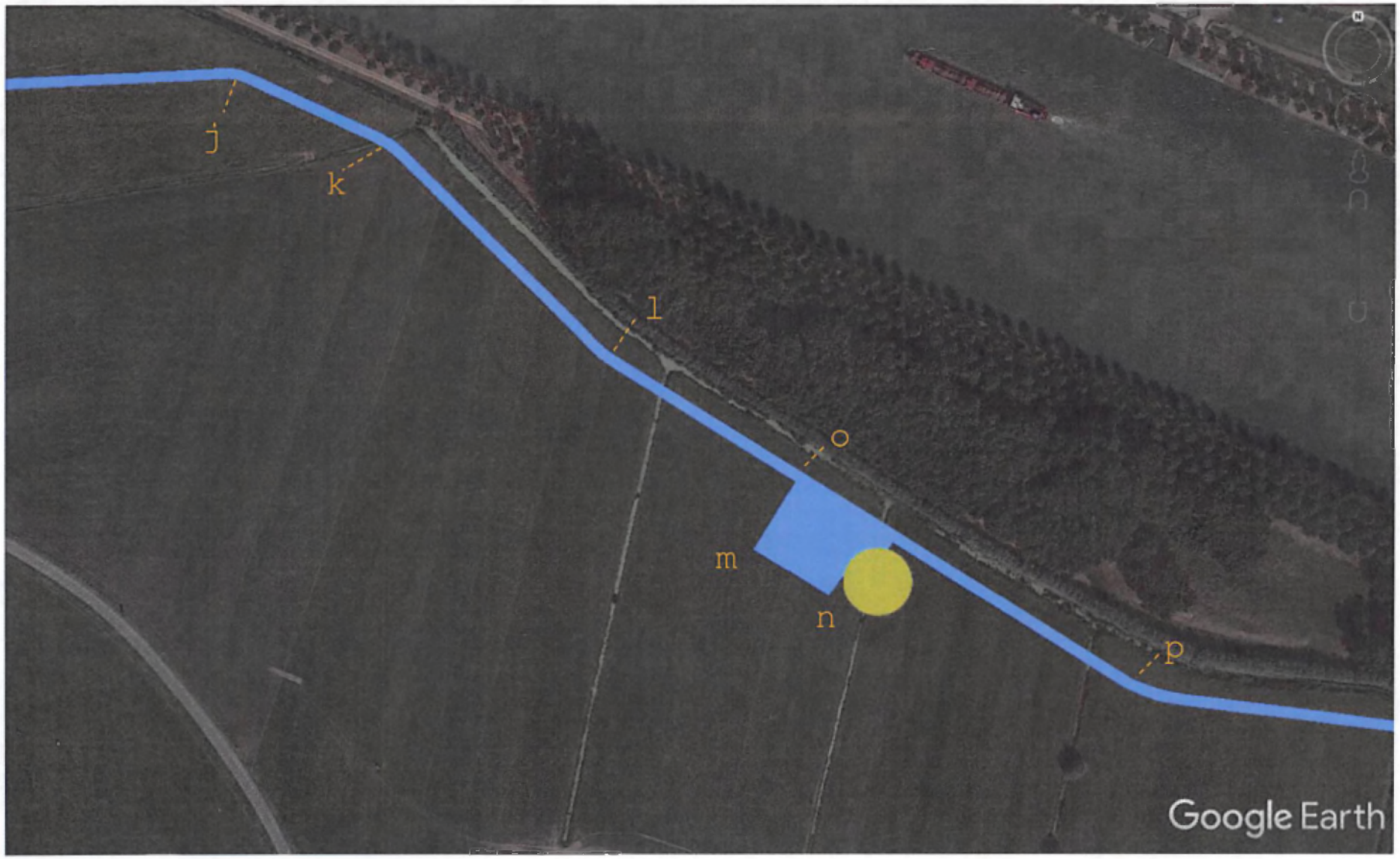
Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, TOEGANGSWEG EN KRAANOPSTELPLAATS BIJ TURBINE 3 (PERMANENT)

11/17 20190104 v2.1

Windpark Goyerbrug

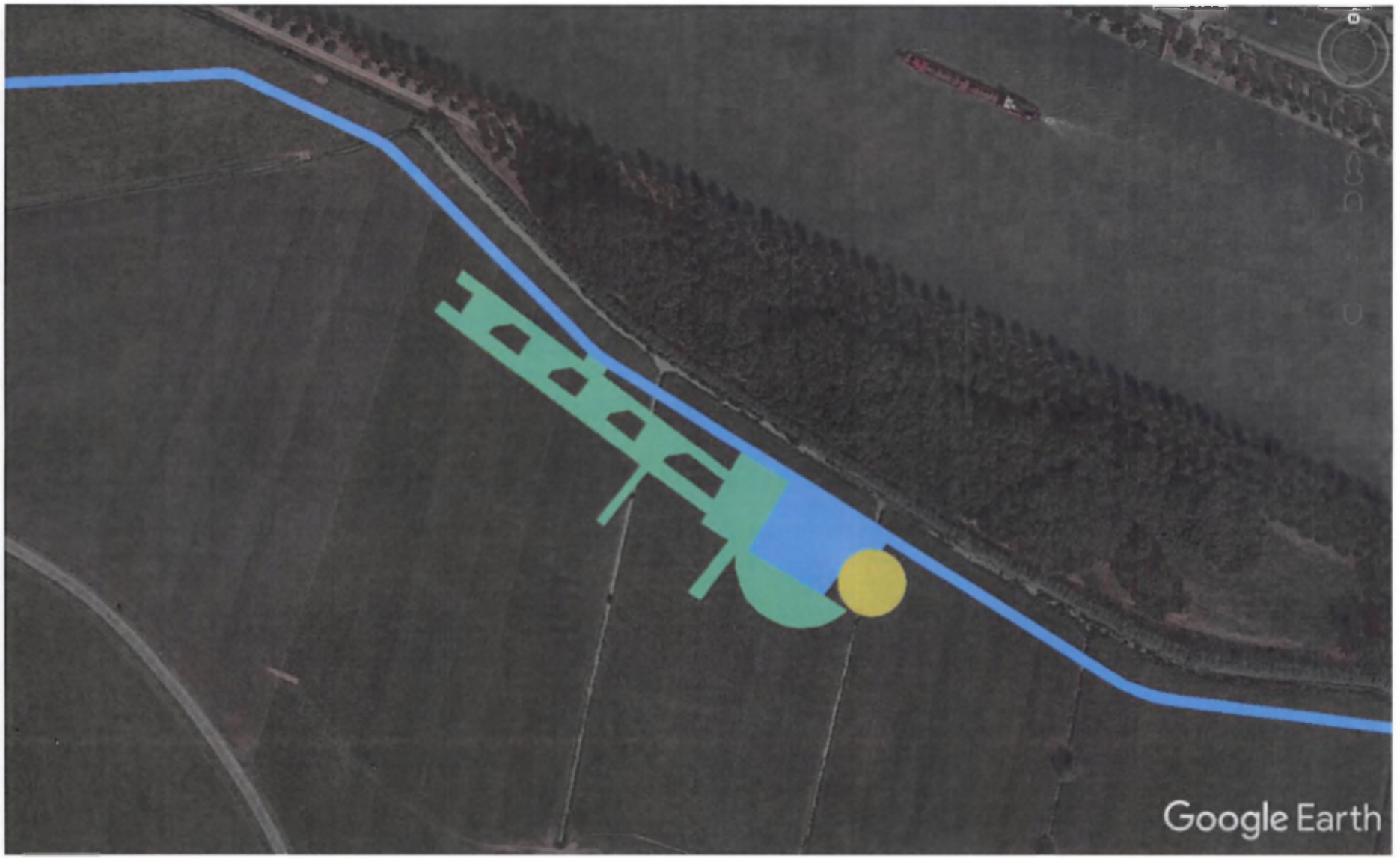
WINDPARK GOYERBRUG, TOEGANGSWEG EN KRAANOPSTELPLAATS BIJ TURBINE 3 (PERMANENT)



12/17 20190104 v2.1

Windpark Goyerbrug

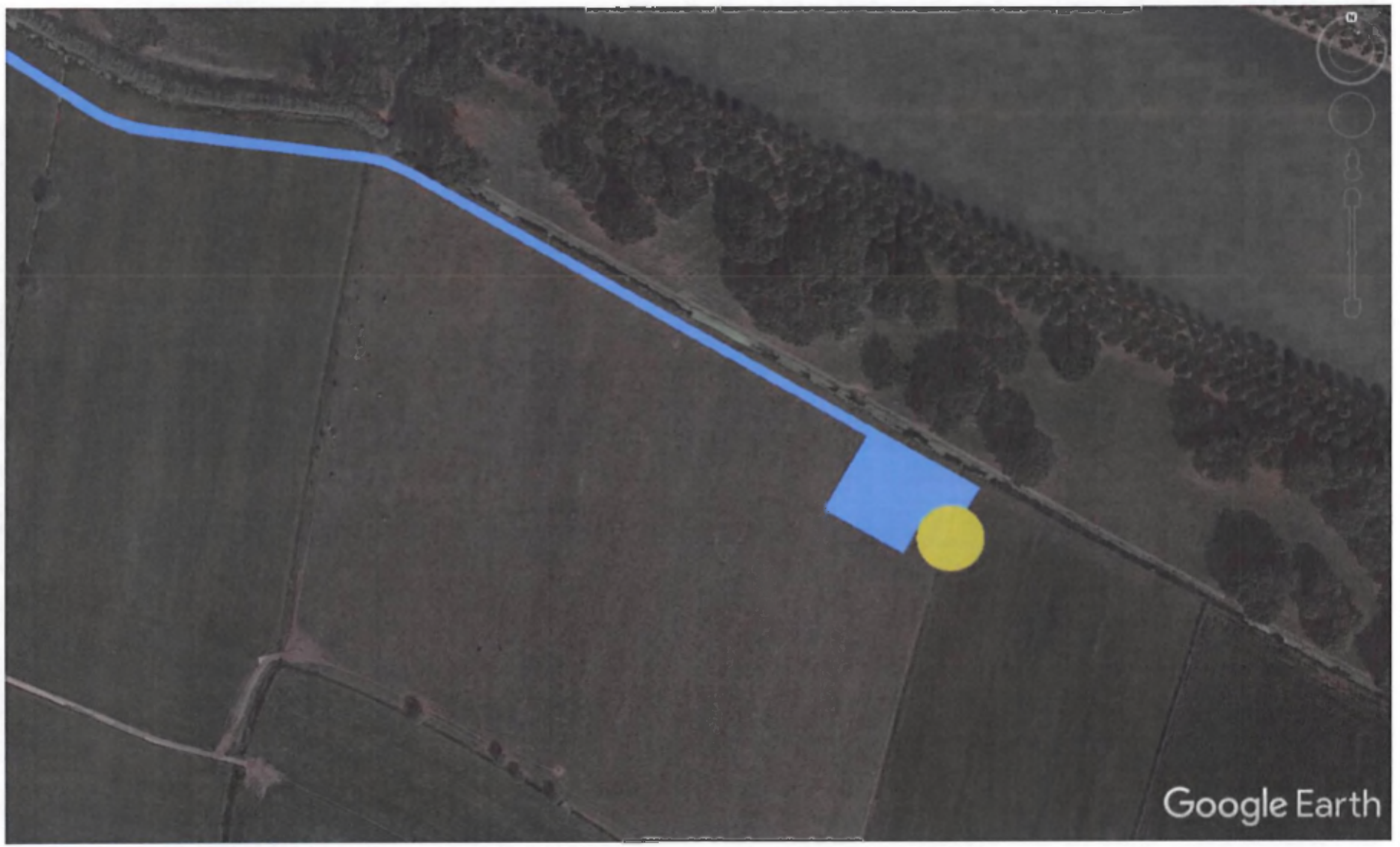
WINDPARK GOYERBRUG, TOEGANGSWEG EN KRAANOPSTELPLAATS BIJ TURBINE 3 (TIJDELIJK EN PERMANENT)



13/17 20190104 v2.1

Windpark Goyerbrug

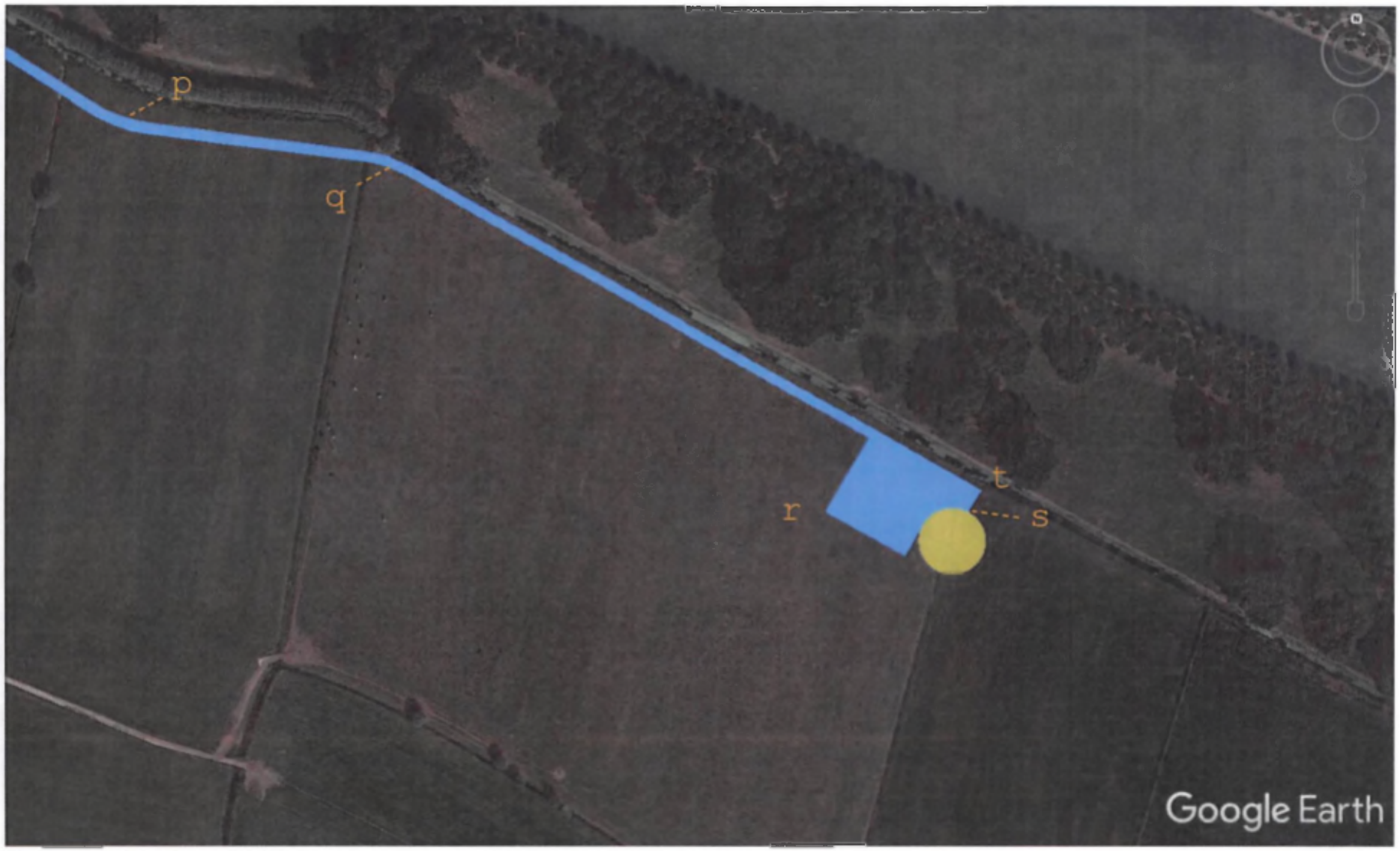
WINDPARK GOYERBRUG, TOEGANGSWEG EN KRAANOPSTELPLAATS BIJ TURBINE 4 (PERMANENT)



14/17 20190104 v2.1

Windpark Goyerbrug

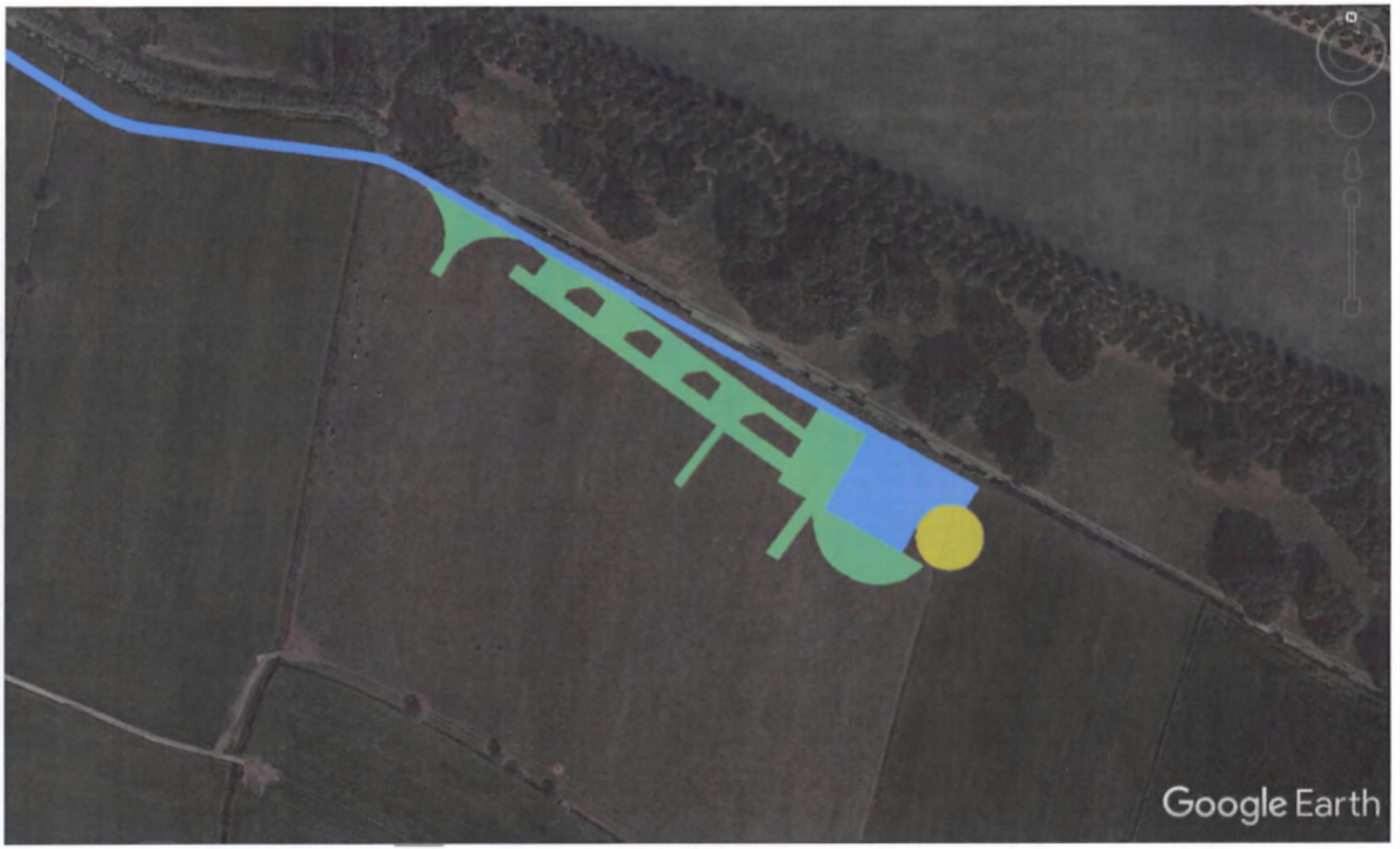
WINDPARK GOYERBRUG, TOEGANGSWEG EN KRAANOPSTELPLAATS BIJ TURBINE 4 (PERMANENT)



15/17 20190104 v2.1

Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, TOEGANGSWEG EN KRAANOPSTELPLAATS BIJ TURBINE 4 (TIJDELIJK EN PERMANENT)



16/17 20190104 v2.1

Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, coördinaten

Referentiepunt	Turbine:	X-coördinaat	Y-coördinaat
a:	1	51.987122°	5.243774°
b:	1	51.986735°	5.243805°
c:	1	51.986749°	5.244578°
d:	1	51.987114°	5.244716°
e:	1	51.987233°	5.246053°
f:	2	51.984740°	5.250040°
g:	2	51.984756°	5.251749°
h:	2	51.985150°	5.251717°
i:	2	51.984747°	5.251745°
j:	3	51.984818°	5.254407°
k:	3	51.984572°	5.255260°
l:	3	51.983801°	5.256636°
m:	3	51.983080°	5.257467°
n:	3	51.982911°	5.257909°
o:	3	51.983367°	5.257753°
p:	3	51.982566°	5.259873°
q:	4	51.982379°	5.261469°
r:	4	51.981078°	5.264119°
s:	4	51.981080°	5.264988°
t:	4	51.981159°	5.265070°

Bijlage 11b
Duikers, sloten en compensatiegebied – Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG - DUIKERS, SLOTEN, COMPENSATIEGEBIED

Leeswijzer:
dit document geeft een overzicht van de aanpassingen die nodig zijn aan de nabij gelegen sloten. Sommige sloten zullen deels worden omgelegd. Andere sloten krijgen één of meerdere duikers. Op de laatste twee pagina's staat een samenvatting met de noodzakelijke aanpassingen.

WINDPARK GOYERBRUG - DUIKERS, SLOTEN, COMPENSATIEGEBIED

LEGENDA:

- permanente verharding
- tijdelijke verharding
- compensatiegebied (ivm permanente verharding)
- permanente duiker
- tijdelijke duiker
- opwaardering bestaande duiker
- permanente sloot
- tijdelijke sloot
- gedempte sloot
- tijdelijk gedempte sloot

NB: het verleggen van watergangen, het laten toenemen van verhard oppervlak, het graven en dempen van oppervlaktewater, het lozen van hemelwater op het oppervlaktewater en het aanbrengen van dammen met duikers, is vergunningsplichting. Na vooroverleg is de watervergunning aangevraagd.

Windpark Goyerbrug

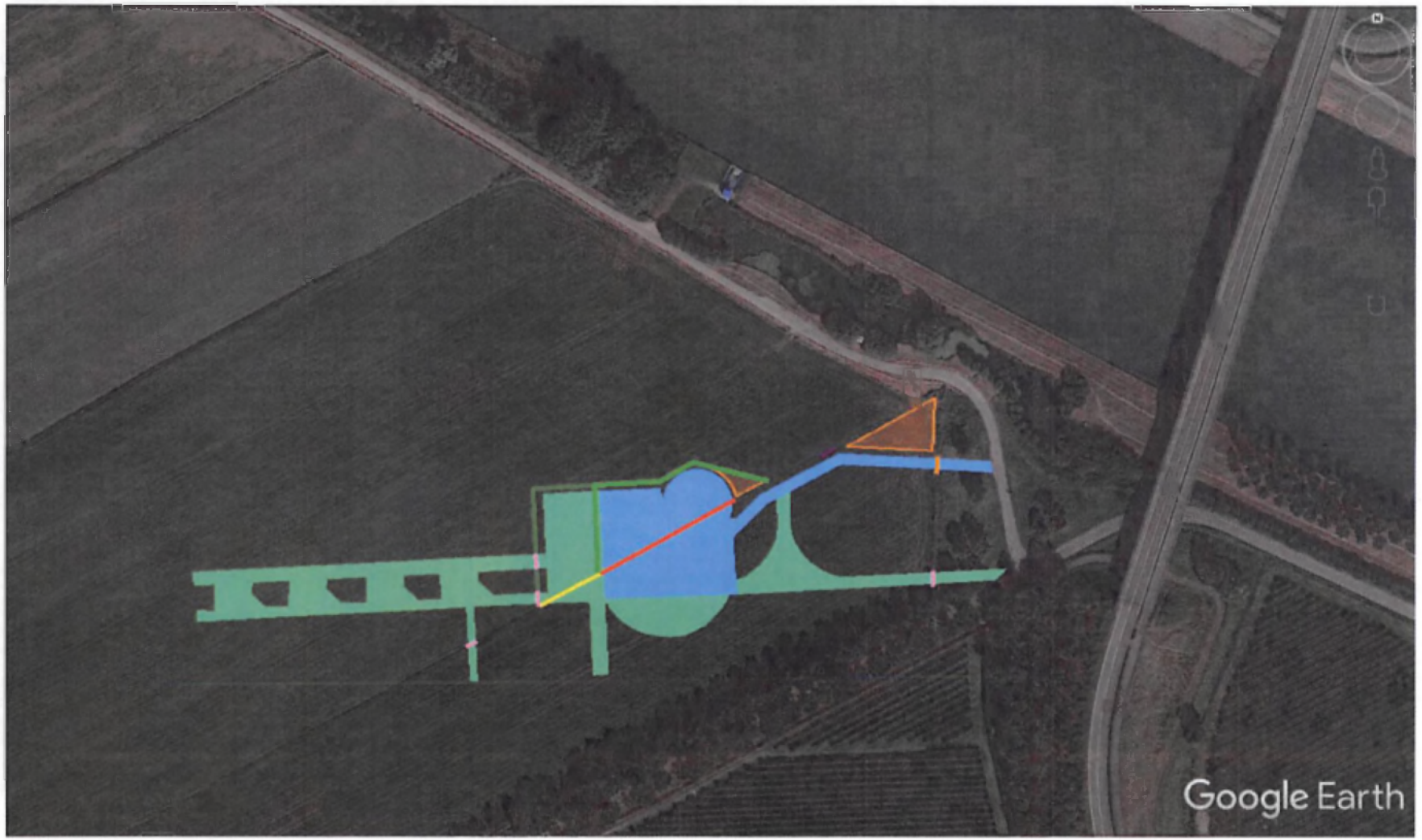
WINDPARK GOYERBRUG, NABIJ TURBINE 1 (permanent)

Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, NABIJ TURBINE 1 incl compensatiemaatregelen (permanent)

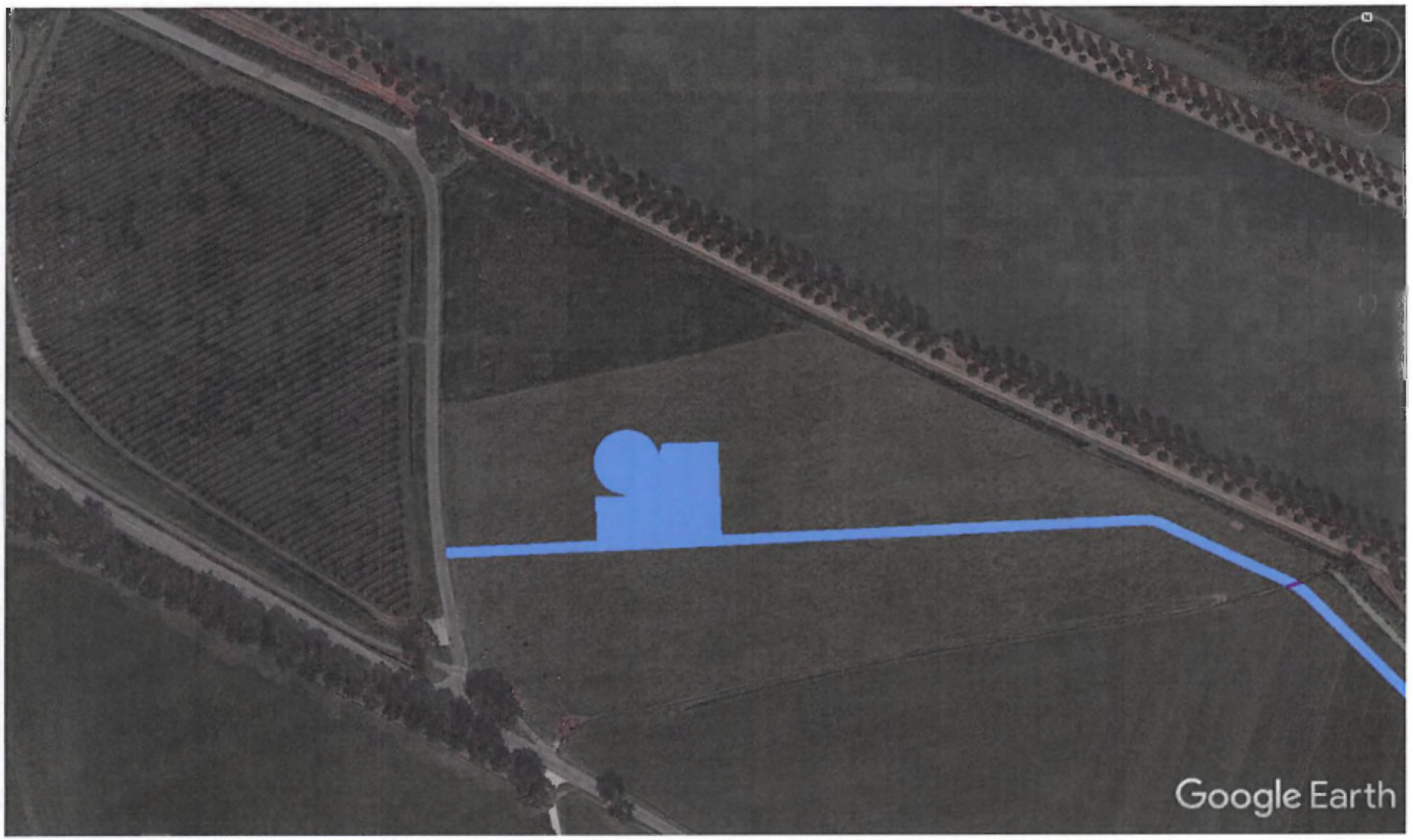
Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, NABIJ TURBINE 1 (tijdelijk en permanent)



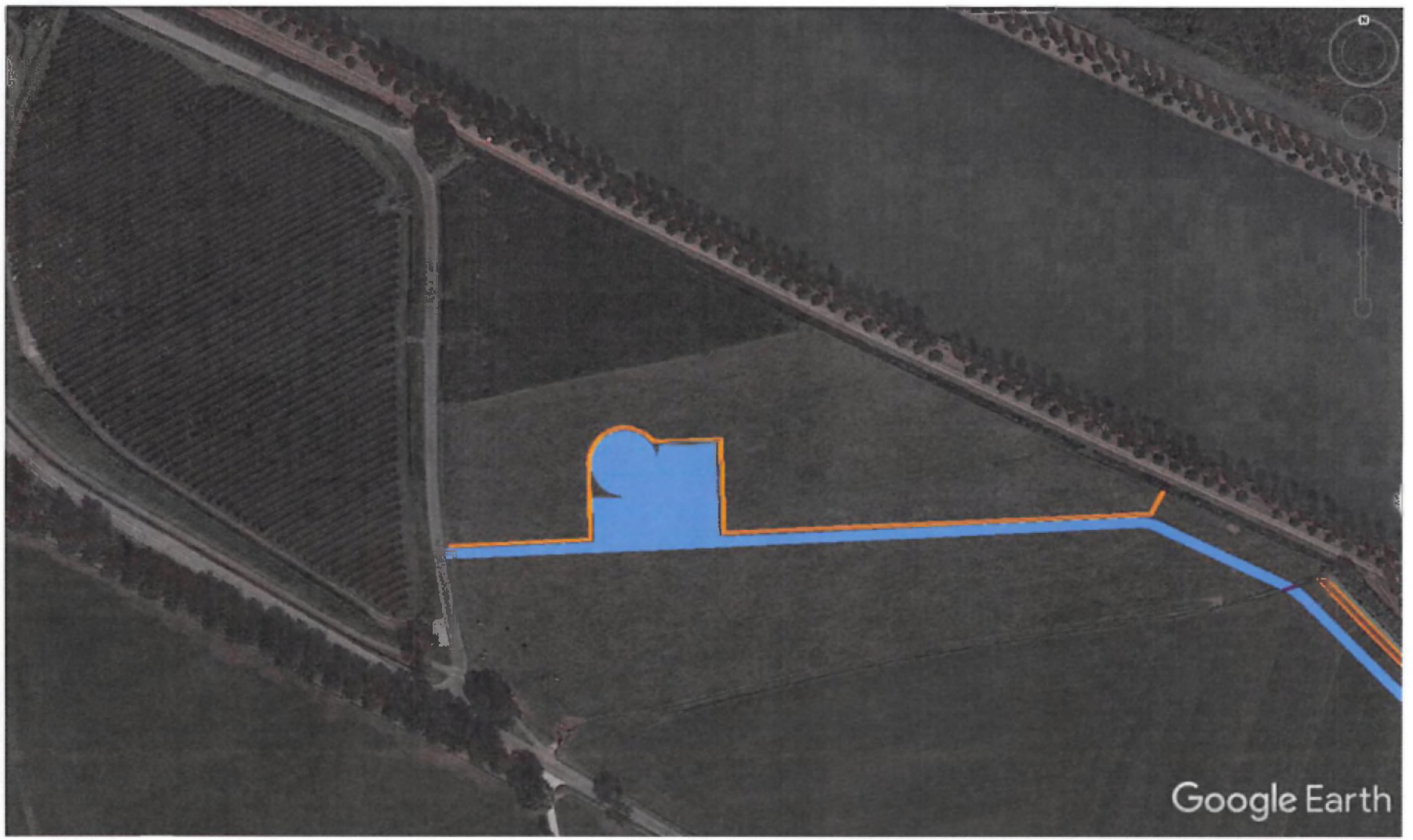
Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, NABIJ TURBINE 2 (permanent)



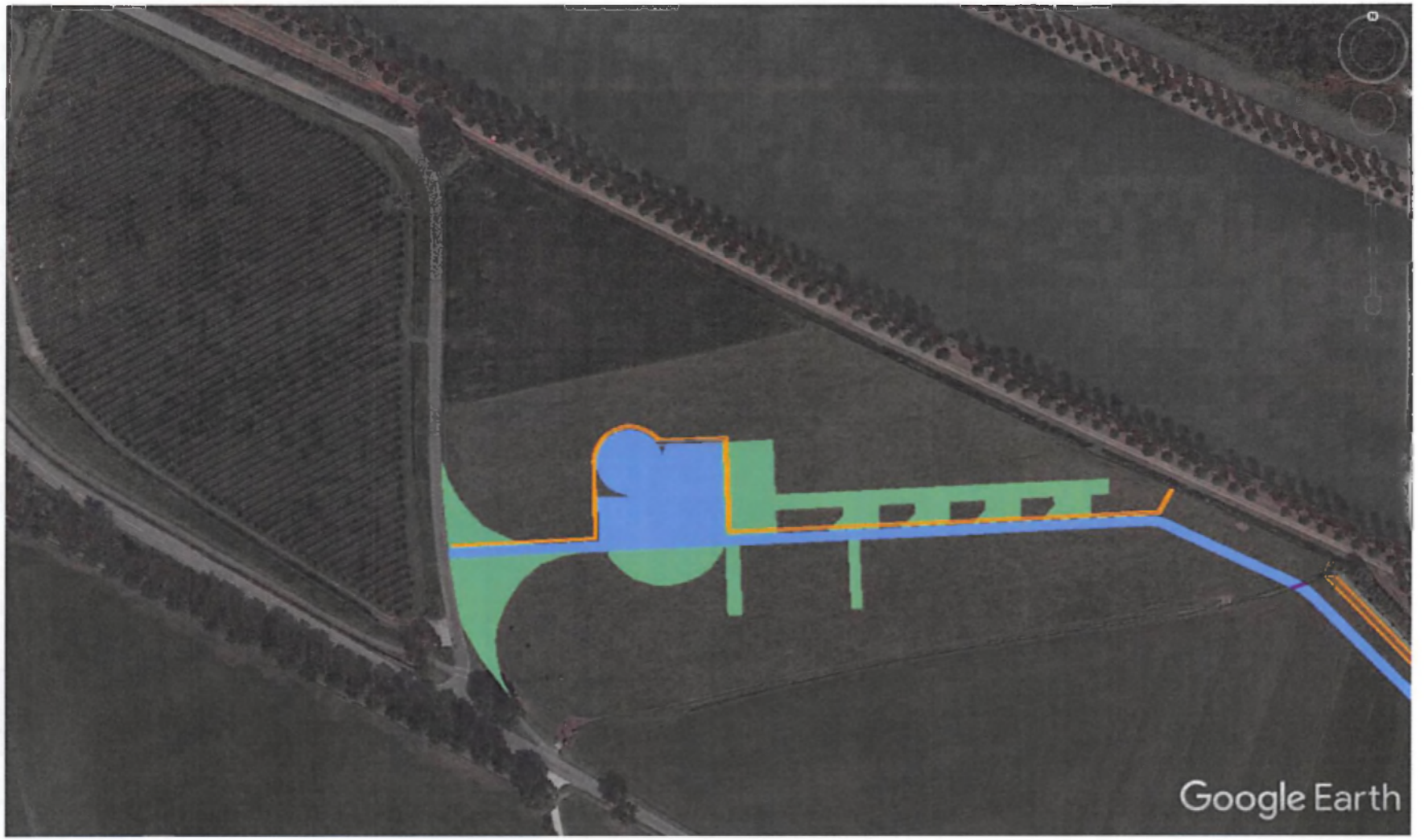
Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, NABIJ TURBINE 2 incl compensatiemaatregelen (permanent)



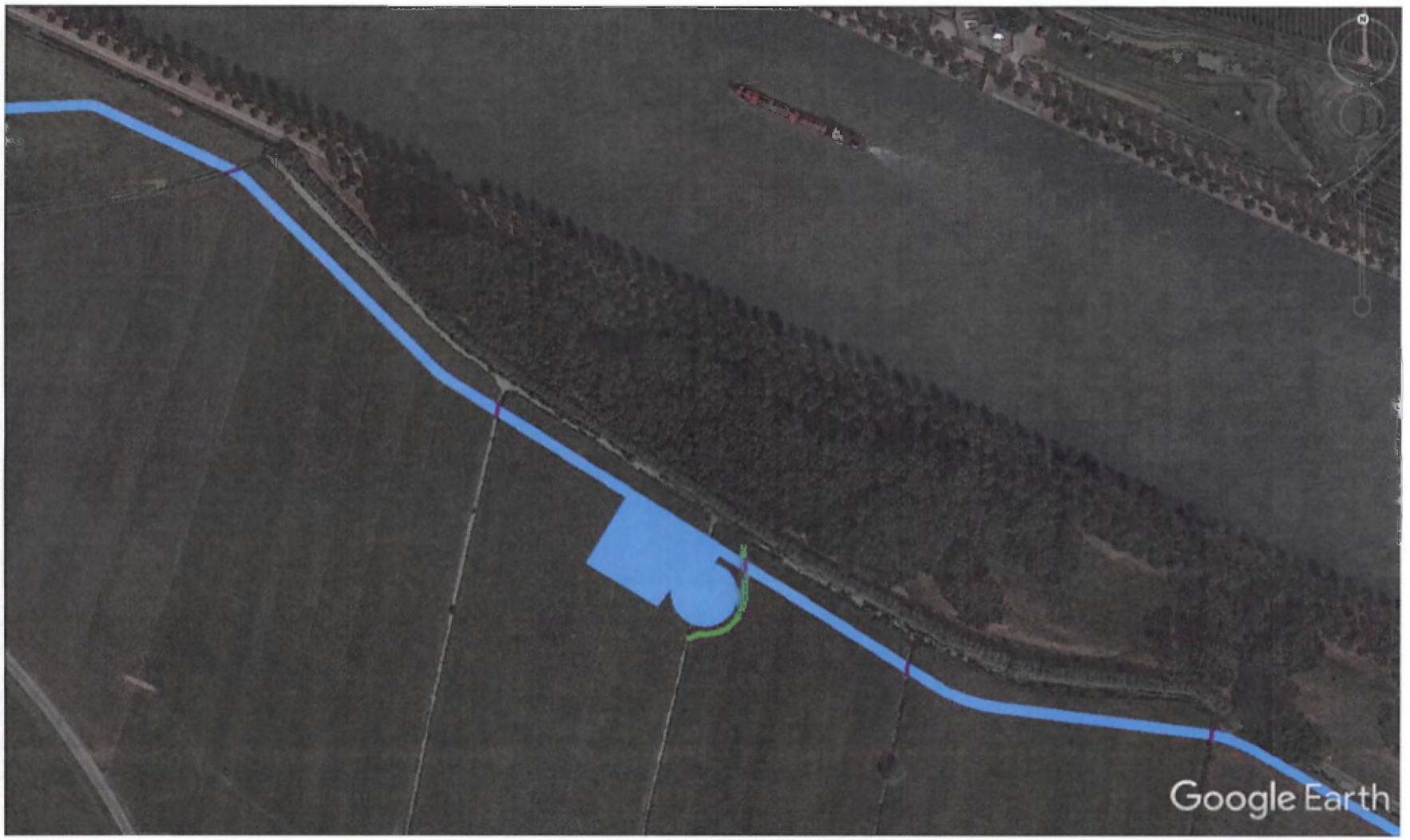
Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, NABIJ TURBINE 2 (tijdelijk en permanent)



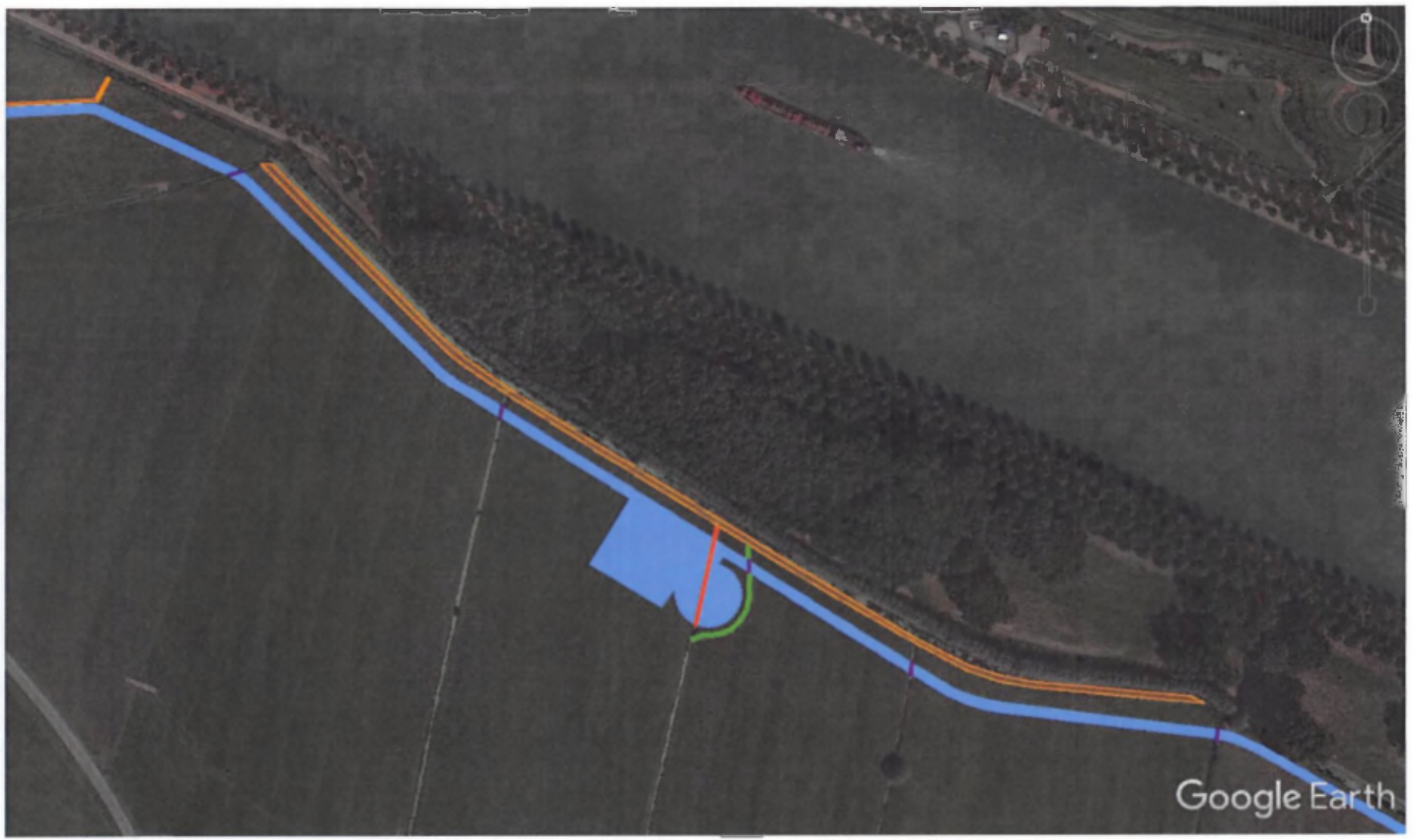
Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, NABIJ TURBINE 3 (permanent)



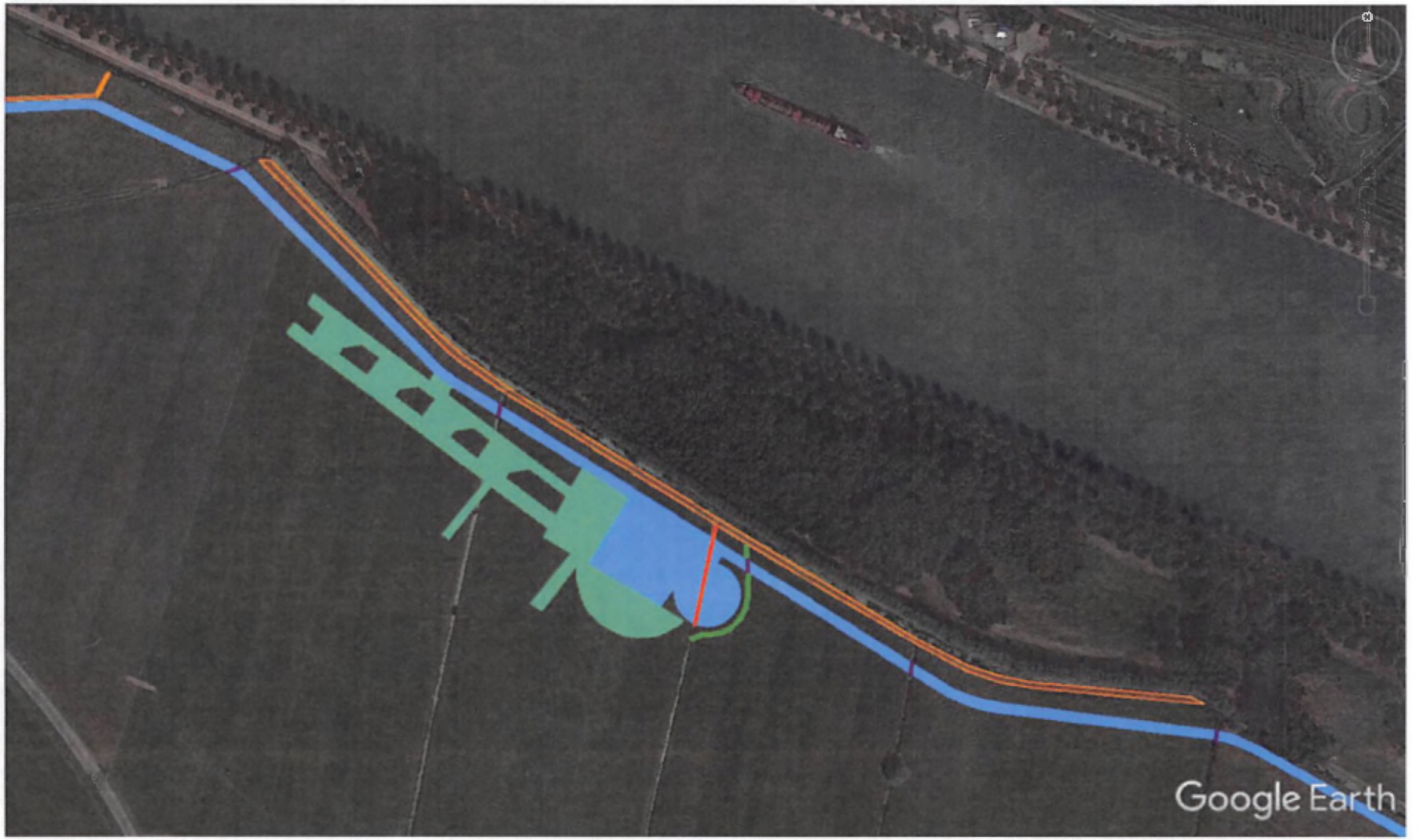
Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, NABIJ TURBINE 3 incl compensatiemaatregelen (permanent)



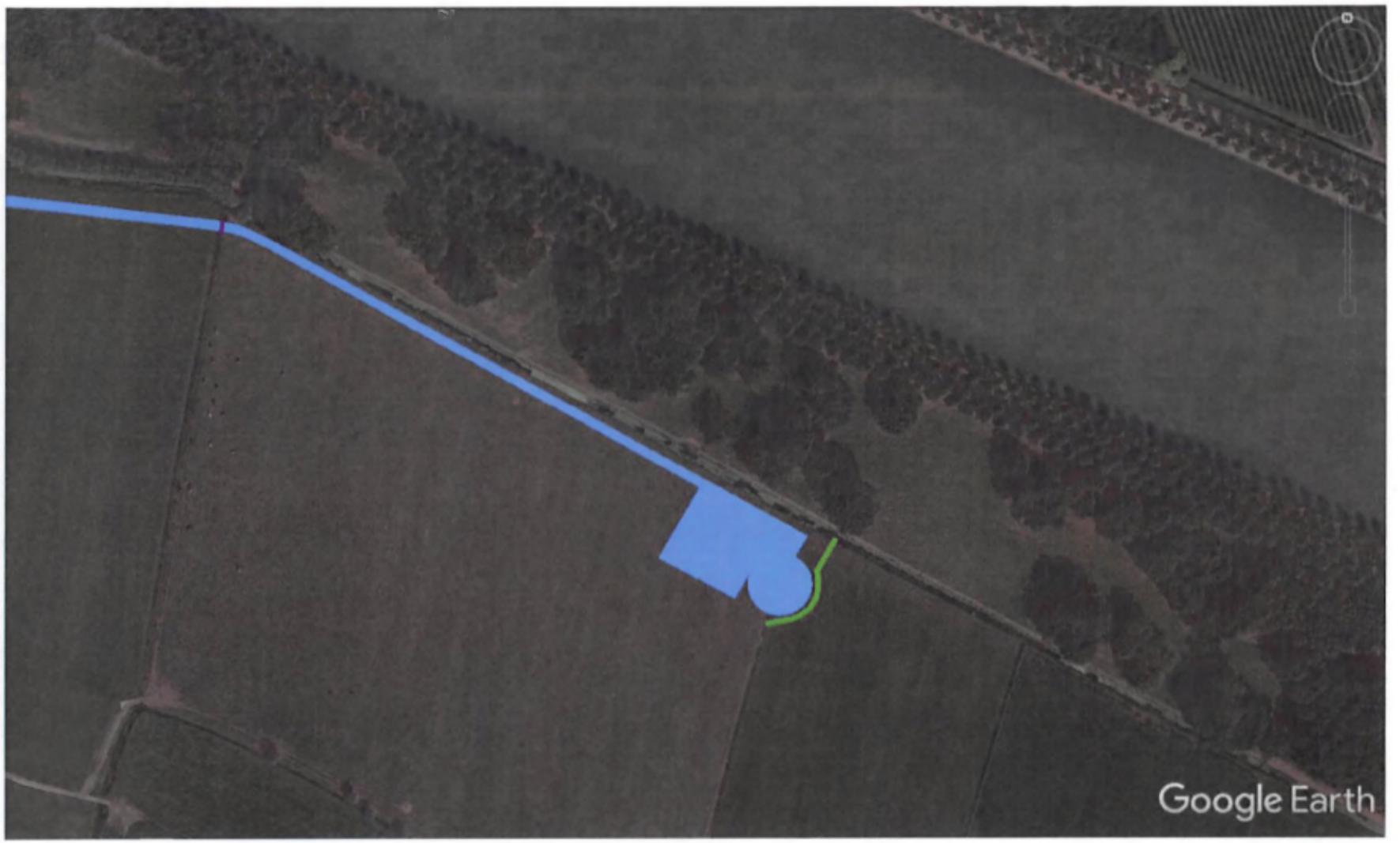
Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, NABIJ TURBINE 3 (tijdelijk en permanent)



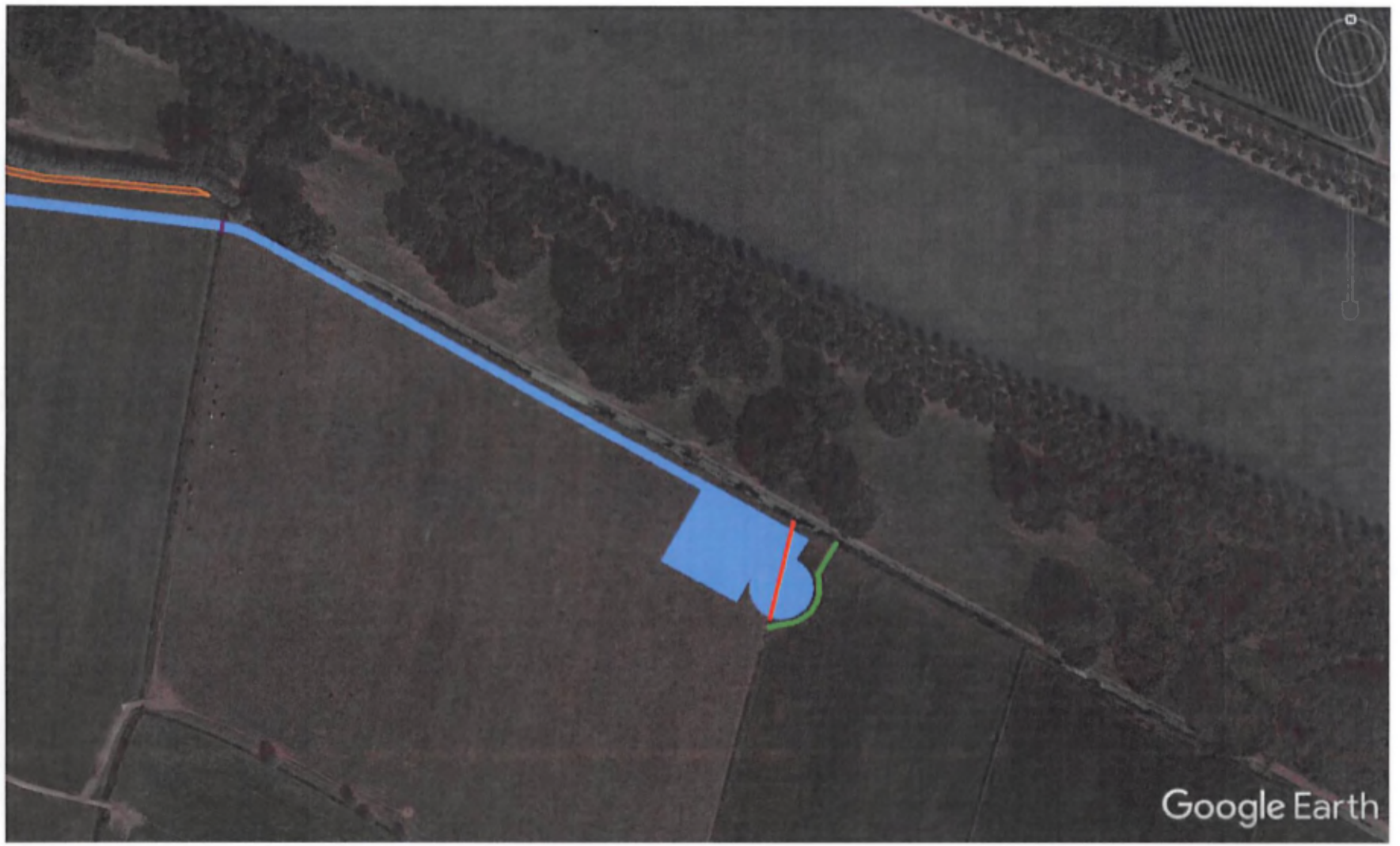
Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, NABIJ TURBINE 4 (permanent)



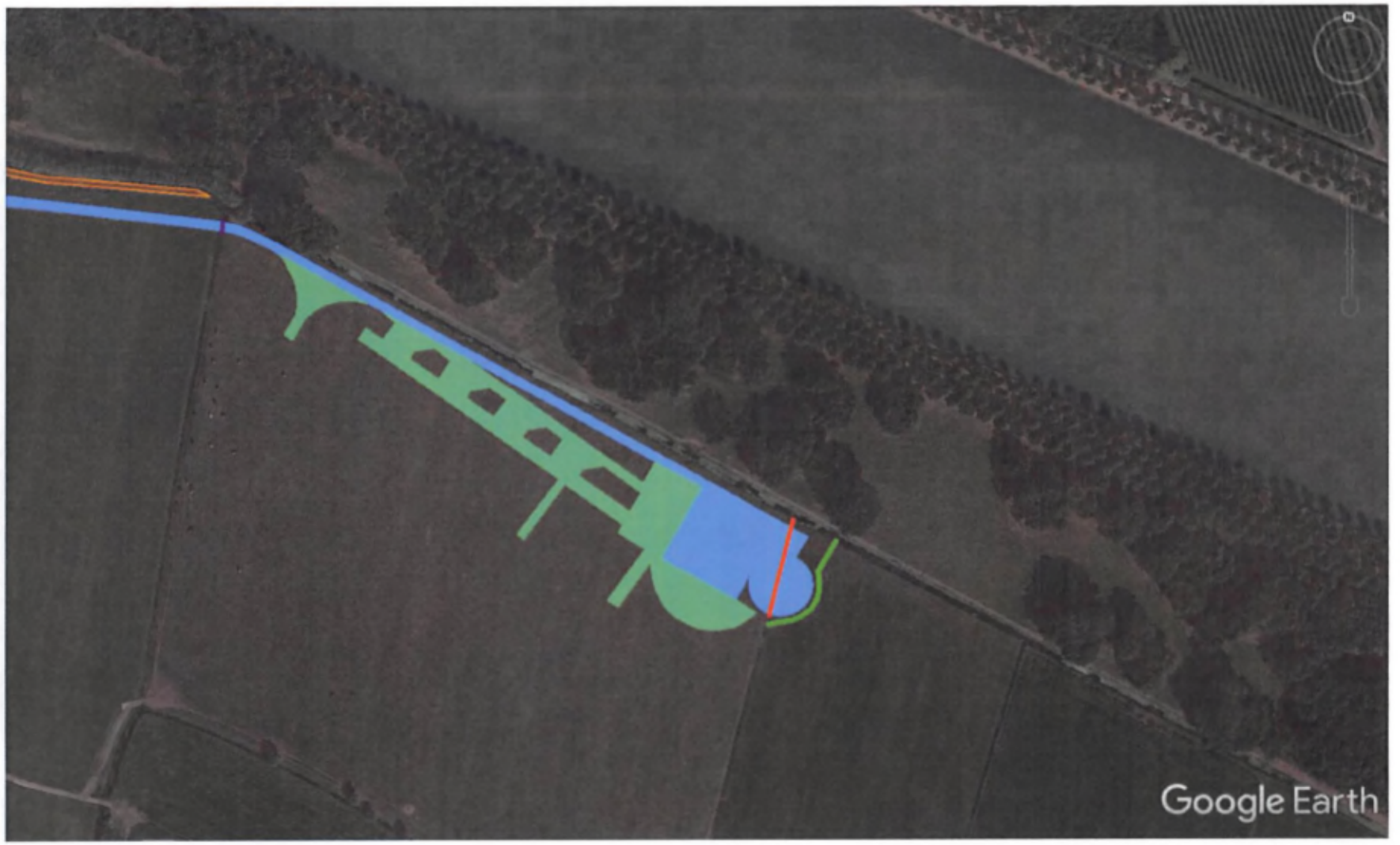
Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, NABIJ TURBINE 4 incl compensatiemaatregelen (permanent)



Windpark Goyerbrug

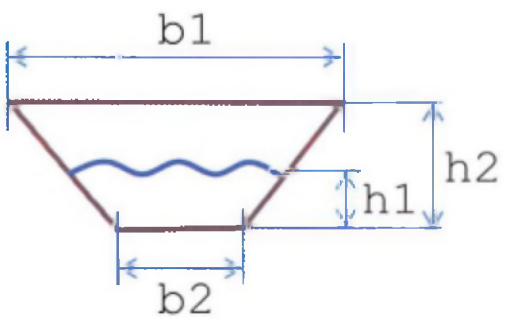
WINDPARK GOYERBRUG, NABIJ TURBINE 4 (tijdelijk en permanent)



Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, DWARSPROFIELEN WATERGANGEN

Dwarsprofielen watergangen - opnamemoment 12.12.2018				
#	b1 [m]	b2 [m]	h1 [m]	h2 [m]
1	1,9	0,8	0,06	0,6
2	3,0	1,1	0,00	1,0
3	4,0	0,1	0,00	1,0
4	2,5	1,5	0,07	0,9
5	2,5	1,5	0,07	0,9



Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, SAMENVATTING DUIKERS, SLOTEN, COMPENSATIEGEBIED

permanente duikers: 6 stuks

tijdelijke duikers: 5 stuks

opwaardering bestaande duikers: 1 stuk

permanente sloot: circa 214 meter

tijdelijke sloot: circa 72 meter

gedempte sloot: 150 meter

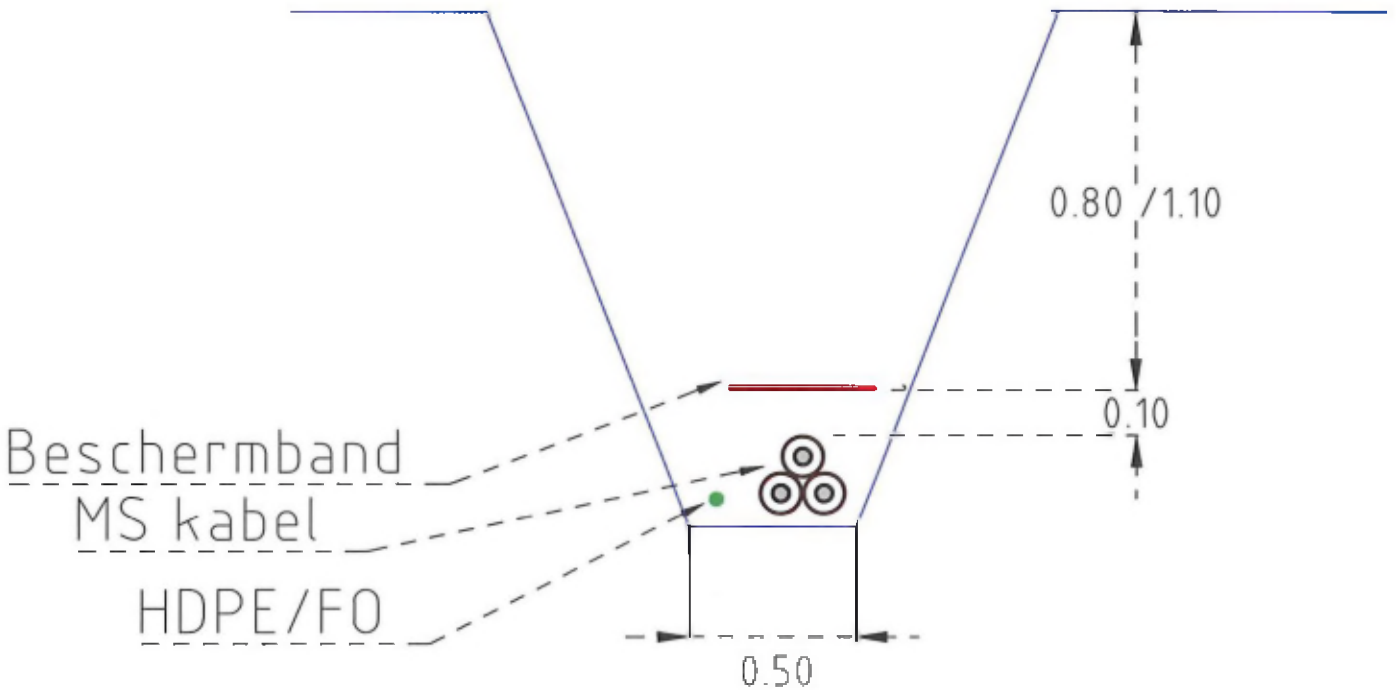
tijdelijk gedempte sloot: 28 meter

WINDPARK GOYERBRUG, SAMENVATTING DUIKERS, SLOTEN, COMPENSATIEGEBIED

Permanente en tijdelijke oppervlakten Windpark Goyerbrug	Type	Oppervlakte in m²	Oppervlakte compensatiegebied
Verharding WTG 1	Permanent	2.421	
Verharding weg WTG 1	Permanent	523	
Verharding WTG 1	Tijdelijk	4.829	
Verharding WTG 2	Permanent	2.201	
Verharding weg WTG 2	Permanent	538	
Verharding WTG 2	Tijdelijk	4.718	
Verharding WTG 3	Permanent	1.878	
Verharding weg WTG 3	Permanent	3.003	
Verharding WTG 3	Tijdelijk	3.977	
Verharding WTG 4	Permanent	2.105	
Verharding weg WTG 4	Permanent	1.690	
Verharding WTG 4	Tijdelijk	4.439	
TOTAAL	Permanent	14.359	2.154
TOTAAL	Tijdelijk	17.963	
Compensatiepercentage: 15%		Compensatie bij WTG 1	[illegible]
		Compensatie bij WTG 2	[illegible]
		Compensatie bij WTG 3	[illegible]
		Compensatie bij WTG 4	[illegible]

Windpark Goyerbrug

Bijlage 12a
Principe tekening kabelsleuf – Van den Heuvel



1	04-09-2018	1e opzet
VERSIE	DATUM	OMSCHRIJVING

OPDRACHTGEVER:	REFERENTIE TE
Windpark Goyerbrug	

Bijlage 12b
Kabeltracé – Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG - KABELTRACE WINDPARK GOYERBRUG

Leeswijzer:
dit document geeft een overzicht van de elektrische parkinfrastructuur van Windpark Goyerbrug. Uit dit document is het kabeltrace van de interne parkbekabeling alsmede de locatie van het inkoopstation op te maken. De letters in de kaarten zijn referentiepunten die op de laatste pagina van dit document samengevat worden met de bijbehorende XY-coördinaten.

Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, KABELTRACE INTERNE PARKBEKABELING

Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, KABELTRACE TURBINE 1 - TURBINE 2

Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, KABELTRACE TURBINE 2 - TURBINE 3

Windpark Goyerbrug

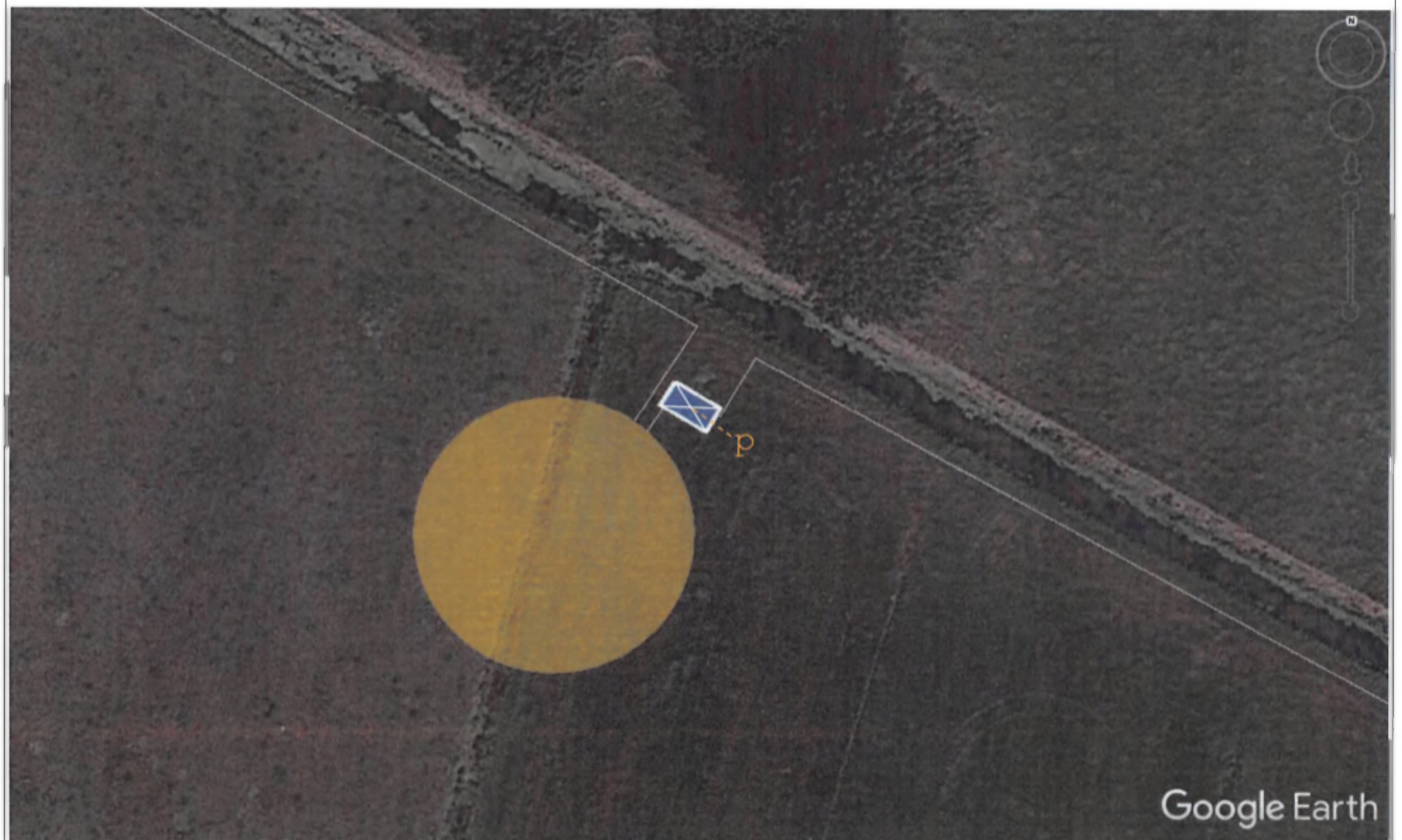
WINDPARK GOYERBRUG, KABELTRACE TURBINE 3 - TURBINE 4

Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, KABELTRACE VANAF INKOOPSTATION (STEDIN)

Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, INKOOPSTATION

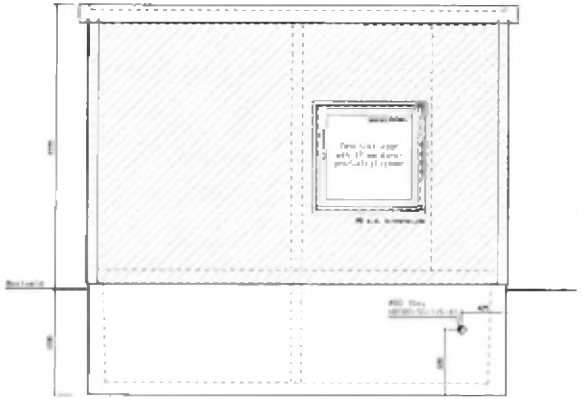


Windpark Goyerbrug

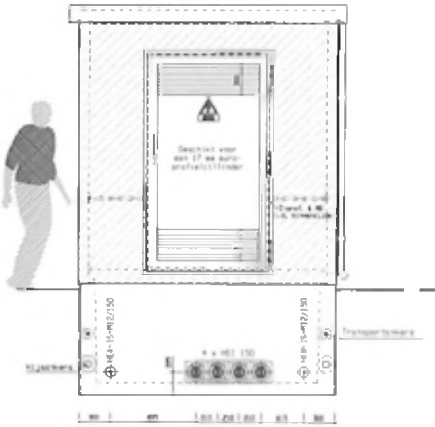
WINDPARK GOYERBRUG, coördinaten

Referentiepunt	X-coördinaat	Y-coördinaat
a:	51.986999°	5.244649°
b:	51.986895°	5.246135°
c:	51.986929°	5.246272°
d:	51.986152°	5.249996°
e:	51.985182°	5.251038°
f:	51.985150°	5.251325°
g:	51.985152°	5.251725°
h:	51.984793°	5.251751°
i:	51.984862°	5.254434°
j:	51.984604°	5.255323°
k:	51.983831°	5.256586°
l:	51.983148°	5.258338°
m:	51.982575°	5.259827°
n:	51.982425°	5.261504°
o:	51.981159°	5.265092°
p:	51.981083°	5.265093°

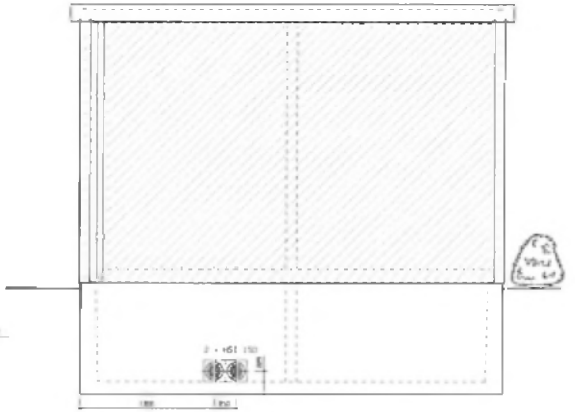
Bijlage 12c
Principe tekening inkoopstation - AKA



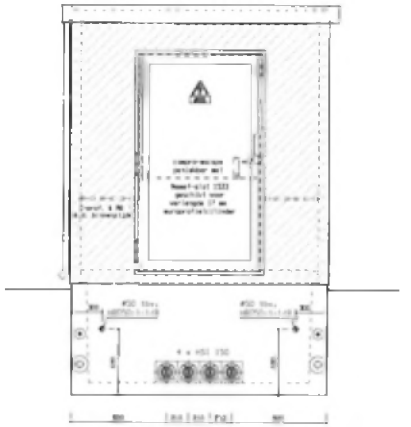
VOORAANZICHT



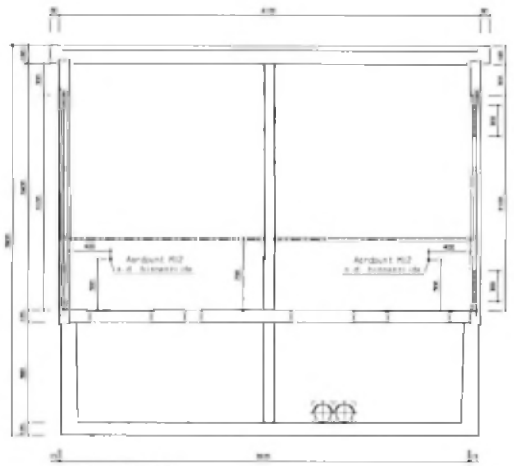
RECHTER ZIJAANZICHT



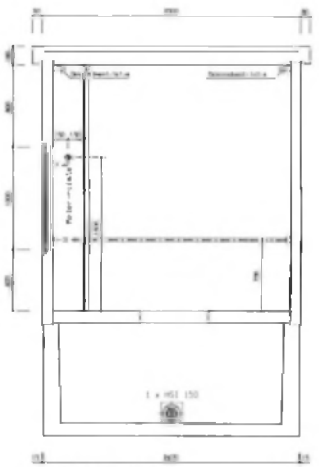
ACHTERAANZICHT



LINKER ZIJAANZICHT

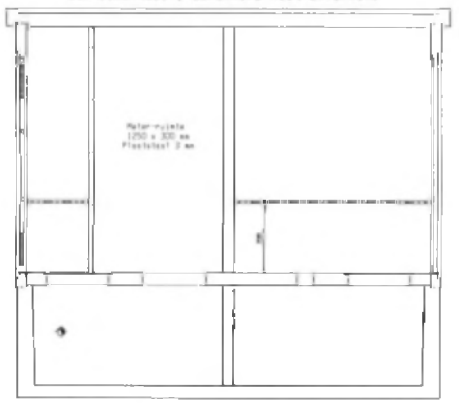


DOORSNEDE A-A

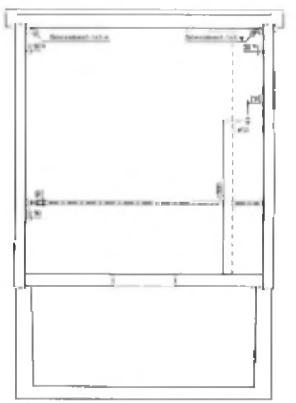


DOORSNEDE B-B

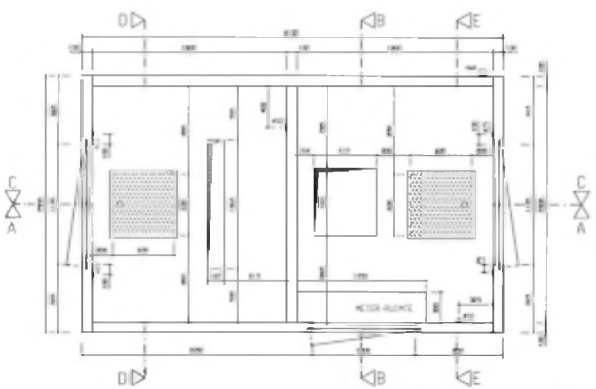
Dak demontabel, dakankers niet afwerken!



DOORSNEDE C-C

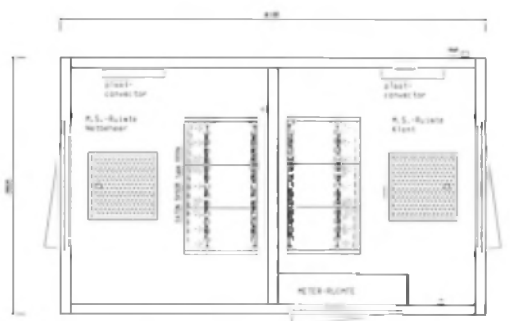


DOORSNEDE D-D

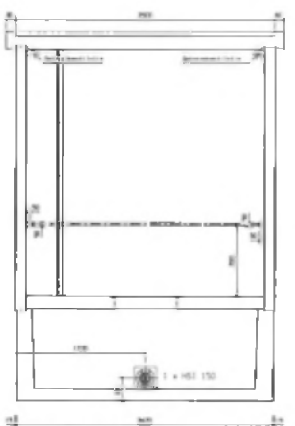


PLATTEGROND

Openingen langs de wand schuin naar beneden t.v.v. de kelder



INSTALLATIE



DOORSNEDE E-E

BREEDTESTATISTIEK

Gewicht:	± 15 ton (leeg)
Betonkwaliteit:	Gewapend-betonfabriekbeton LC 25/28
LITHOERING UITWENDIG:	
Dakbedekking	Gemoprapeerd op basis van kitsoonen
Wanden	Zuiltbeton platinagrijs RAL 7036
	Ultimaverven grind
Kelder	Geïmpregneerd
LITHOERING INWENDIG:	
Wanden en plafond	Witte Muurverf
Vloer	Dekenlichtgrijs
Kelder	Dekenlichtgrijs
Deuren:	Staal in verzinkt platinagrijs RAL 7036
Hoekbeschermers:	Staal in verzinkt platinagrijs RAL 7036
Hijsankers:	4 stuks type IS 10
Transportankers:	4 stuks Id 36

AKA-GRAFER PREFABSTATION L= 4.12 x B= 2.50 x H= 3.60 m

Van den Heuvel B.V.

Inkuipstation Lander met Meter- en Hulpruimte

schaal	1:25	datum	
tekenaar			

AKA

AKA Prefabstations B.V.
Postbus 5176
5201 GD 's-Hertogenbosch
T +31(0)73-6 150 150
F +31(0)73-6 150 151
info@aka.nl
www.aka.nl

Bijlage 12d

Kruisingen oppervlaktewaterlichamen kabeltracé – Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG - KRUISINGEN OPPERVLAKTEWATERLICHAMEN KABELTRACE

Leeswijzer:
dit document geeft een overzicht van de elektrische parkinfrastructuur van Windpark Goyerbrug. Uit dit document is het kabeltrace van de interne parkbekabeling alsmede de kruisingen met de oppervlaktewaterlichamen op te maken. De cijfers zijn referentiepunten die op de laatste pagina van dit document samengevat worden met de bijbehorende XY-coördinaten.

Windpark Goyerbrug

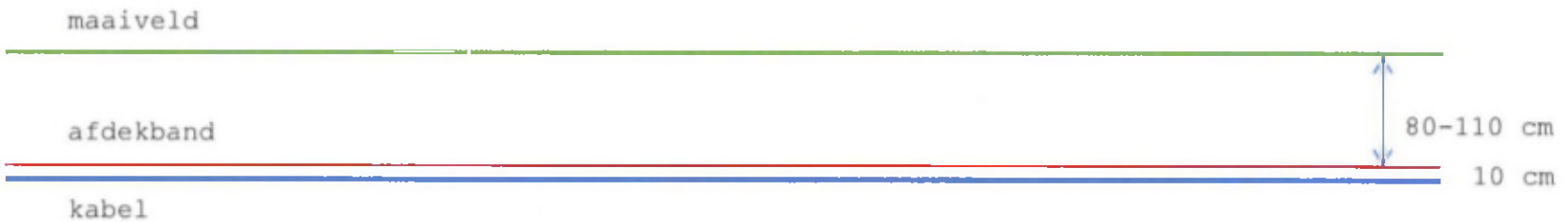
WINDPARK GOYERBRUG, KABELTRACE INTERNE PARKBEKABELING

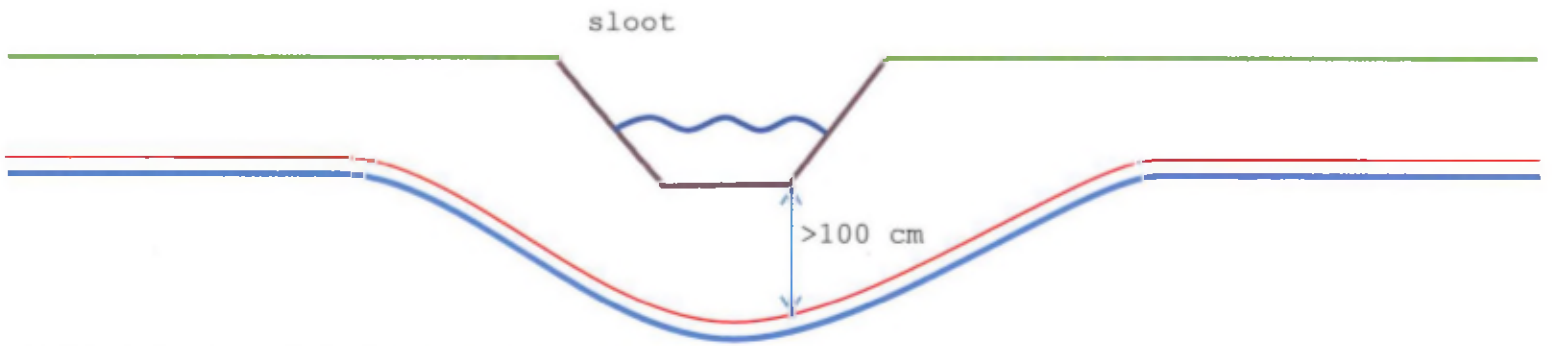
Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, KRUISINGEN OPPERVLAKTEWATERLICHAMEN - KABELTRACE

Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, KRUISINGEN WATERWERKEN - PARKBEKABELING





Parkbekabeling zal worden gegraven.

Windpark Goyerbrug

WINDPARK GOYERBRUG, coördinaten kruisingen

Referentiepunt	X-coördinaat	Y-coördinaat
1:	51.986912°	5.245726°
2:	51.986161°	5.249990°
3:	51.985183°	5.251040°
4:	51.984617°	5.255379°
5:	51.983688°	5.256930°
6:	51.983099°	5.258446°
7:	51.982708°	5.259445°
8:	51.982442°	5.261357°
9:	51.981109°	5.265222°
10:	51.980702°	5.266436°