



Dedicated to innovation in aerospace

NLR-CR-2016-266 | november 2016

Offshore windturbinezog en veilige helikopteroperaties

Bepaling veilige afstand helikopters t.o.v. een windturbinepark

OPDRACHTGEVER: Ministerie van Infrastructuur en Milieu



NLR - Nederlands Lucht- en Ruimtevaartcentrum

Nederlands Lucht- en Ruimtevaartcentrum

Het NLR is een toonaangevend, mondiaal opererend onderzoekscentrum voor de lucht- en ruimtevaart. Met zijn multidisciplinaire expertise en ongeëvenaarde onderzoeksfaciliteiten, levert NLR innovatieve, integrale oplossingen voor complexe uitdagingen in de aerospace sector.

De werkzaamheden van het NLR beslaan het volledige spectrum van Research Development Test & Evaluation (RDT&E). Met zijn kennis en faciliteiten kunnen bedrijven terecht bij het NLR voor validatie, verificatie, kwalificatie, simulatie en evaluatie. Zo overbruggt het NLR de kloof tussen onderzoek en toepassing in de praktijk. Het NLR werkt zowel voor overheid als industrie in binnen- en buitenland. Het NLR staat voor praktische en innovatieve oplossingen, technische expertise en een lange termijn ontwerpvisie. Hierdoor vindt NLR's cutting edge technology zijn weg naar succesvolle lucht- en ruimtevaartprogramma's van OEM's zoals Airbus, Embraer en Pilatus. Het NLR draagt bij aan (defensie)programma's zoals ESA's IXV re-entry voertuig, de F-35, de Apache-helikopter en Europese programma's als SESAR en Clean Sky 2.

Opgericht in 1919 en met 650 betrokken medewerkers, realiseerde het NLR in 2014 een omzet van 73 miljoen euro. Driekwart hiervan is afkomstig uit contractonderzoek, het overige betreft een overheidsbijdrage.

Voor meer informatie bezoek: www.nlr.nl

Offshore windturbinezog en veilige helikopteroperaties

Bepaling veilige afstand helikopters t.o.v. een windturbinepark



Probleemstelling

Op de Noordzee worden omvangrijke windparken gebouwd in de directe nabijheid van mijnbouw platforms. Deze platforms worden regelmatig door helikopters bezocht om personeel af te zetten/op te pikken en om te bevoorraden. Door de aanwezigheid van de windparken kunnen er zogeeffekten ontstaan die mogelijk weerslag hebben op het veilig kunnen aanvliegen van de platforms.

De onderzoeksvraag die is gedefinieerd is tot op welke afstand het zog van windturbines nog een negatieve invloed heeft op de offshore helikopter operaties.

Op dit moment is nog geen specifiek onderzoek bekend van de invloed van een windturbinezog op helikopteroperaties. Wel is uit fenomenologisch onderzoek bekend dat er drie verschijnselen een rol spelen. Een tipwervelbuis direct achter de windturbine, een snelheidsdeficiet direct stroomafwaarts en een toenemende turbulentie verder stroomafwaarts. Hiervan is het snelheidsdeficiet achter de turbine de meest significante vanwege de relatief korte afstand ten opzichte van de windturbine.

Beschrijving van de werkzaamheden

De lokale snelheden in het zog van de windturbine zullen worden bepaald met behulp van een rekenmodel. Voor het bepalen van limieten zal worden uitgegaan

RAPPORTNUMMER

NLR-CR-2016-266

AUTEUR(S)

R.J.J. Bakker

RUBRICERING RAPPORT

ONGERUBRICEERD

DATUM

november 2016

KENNISGEBIED(EN)

Helikoptertechnologie
Vliegveiligheid
Vliegoperaties
Externe Luchtvaart
Veiligheid en
beleidsondersteuning

TREFWOORD(EN)

Helikopter
windturbine
vliegveiligheid

van de criteria die zijn vastgesteld voor vastevleugelvliegtuigen bij landing met een windverstoring door een nabijgelegen groot object. Hiervoor wordt een limiet voor de maximum toelaatbare (plotselinge) snelheidsafname geadviseerd van 6 en 7kt voor resp. de laterale en longitudinale componenten van het snelheidsverschil. De limiet is een van de resultaten uit eerder uitgevoerd onderzoek (Ref 1). Daarnaast worden nog crosswindcriteria van 10.5 en 15kts getoetst om trends en bandbreedte te onderzoeken. Deze snelheden zullen worden gebruikt voor de evaluatie van de invloed van een laterale gust op helikopterstabiliteit en –bestuurbaarheid. Een laterale gust treedt op wanneer de vliegbaan van een helikopter het zog loodrecht doorkruist. Deze wordt als een ‘worst case’ vliegconditie gehanteerd.

De aanpak van het NLR is er op gericht te onderzoeken of dezelfde richtlijn voor vastevleugelvliegtuigen ook te hanteren is voor helikopters. Hierbij wordt aannemelijk gemaakt dat een helikopter in variërende windcondities, in het algemeen een stabiel platform vormt dan een vliegtuig en dat dit daardoor als een conservatief uitgangspunt kan worden gezien. Deze aanname zal in het onderzoek worden beargumenteerd.

Op basis van bovengenoemd gust en crosswind criteria, en de berekende snelheden in het windturbinezog wordt een adviesafstand bepaald voor helikopters ten opzichte van de windturbine en het windturbinepark.

Resultaten en conclusies

De luchtsnelheid in de hartlijn van het zog van één enkele windturbine is berekend voor gangbare combinaties van ongestoorde windsnelheid en de trekkracht van de windturbine. Daarnaast is nog de invloed bepaald van de turbulentie intensiteit, de hoogte van windturbine as en de rotordiameter van de windturbine op de zogsnelheden. Voor een kritieke combinatie van windsnelheid en trekkracht is een afstand van bijna 6 maal de rotordiameter van de windturbine gevonden waarbij nog een snelheidsverschil van meer dan 6kts optreedt. Op basis daarvan wordt een veilige afstand van minimaal 6 windturbine rotordiameters geadviseerd die garandeert dat daar het snelheidsdeficiet onder het criterium van 6kts blijft. Voor de crosswind criteria van 10.5 en 15kts wordt geen beperkende afstand gevonden omdat deze kleiner is dan de twee windturbine rotordiameters die bepaald wordt door de geldigheid van het rekenmodel.

Voor het zog van een windturbinepark kan met de huidige empirische modellen een snelheidsverschil tot 7kts worden aangetoond tot op een afstand van meer dan acht maal de windturbine rotordiameter. De geadviseerde zes windturbine rotordiameters moet daarom met voorzichtigheid worden betracht bij toepassing op meerdere in serie geplaatste windturbines.

In een vervolgonderzoek zal nog nader gekeken moeten worden naar de invloed van turbulentie in het zog en ook naar het momentaan benodigde vermogen van de helikopter tijdens plotselinge vermindering van de windsnelheid. Dit kan een significante invloed hebben op de helikoptervliegeigenschappen, de veiligheid en de werklust voor de vlieger. Hiervoor wordt aansluiting gezocht bij onderzoek dat in Garteur verband plaats vindt en eind 2017 beschikbaar komt.

NLR

Anthony Fokkerweg 2

1059 CM Amsterdam

p) +31 88 511 3113 f) +31 88 511 3210

e) info@nlr.nl i) www.nlr.nl



Dedicated to innovation in aerospace

NLR-CR-2016-266 | november 2016

Offshore windturbinezog en veilige helikopteroperaties

Bepaling veilige afstand helikopters t.o.v. een windturbinepark

OPDRACHTGEVER: Ministerie van Infrastructuur en Milieu

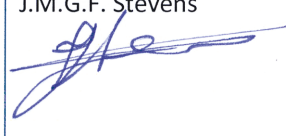
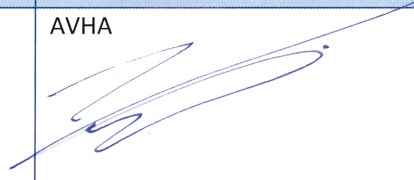
AUTEUR(S):

R.J.J. Bakker

Nederlands Lucht- en Ruimtevaartcentrum

Niets uit dit rapport mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt, op welke wijze dan ook, zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van de eigenaar.

OPDRACHTGEVER	Ministerie van Infrastructuur en Milieu
CONTRACTNUMMER	1156203
EIGENAAR	Ministerie van Infrastructuur en Milieu
NLR DIVISIE	Aerospace Vehicles
VERSPREIDING	Beperkt
RUBRICERING TITEL	ONGERUBRICEERD

GOEDGEKEURD DOOR:		
AUTEUR	REVIEWER	BEHERENDE AFDELING
R.J.J. Bakker 	J.M.G.F. Stevens 	AVHA 
DATUM 0 3 1 1 1 6	DATUM 0 3 1 1 1 6	DATUM 0 3 1 1 1 6

Samenvatting

Op de Noordzee worden omvangrijke windparken gebouwd in de directe nabijheid van olie- en gasplatforms. Deze platforms worden regelmatig door helikopters bezocht om personeel af te zetten c.q. op te pikken en om te bevoorraden.

Door de aanwezigheid van de windparken kunnen er stroomafwaarts van de windturbines zogeeffecten ontstaan die mogelijk weerslag hebben op het veilig kunnen aanvliegen van de platforms.

In een verkennend onderzoek wordt voor helikopters de veilige afstand bepaald die dient te worden aangehouden ten opzichte van het offshore windturbinepark 'Kavel I windenergiegebied Hollandse Kust (zuid)'.

Deze pagina is opzettelijk blanco.

Inhoudsopgave

Afkortingen	6
1 Introductie	7
1.1 Uitgangspunten	8
1.2 Gust en crosswind criteria	8
1.3 Geldigheid gust criterium voor helikopters	9
1.4 Gegevens voor een 8MW windturbine	9
2 Analyse	11
2.1 Windsnelheid en trekkracht van de windturbine	11
2.2 Turbulentie Intensiteit	15
2.3 Windturbine ashoogte en rotordiameter	16
2.4 Invloed windturbinepark	17
3 Conclusies	20
4 Referenties	21
Appendix A Windturbinepark gegevens	22
Appendix B Windturbine data gebaseerd op de Vestas V164 windturbine (8MW)	23
Appendix C Ainslie snelheidsdeficiet model	25

Afkortingen

ACRONIEM	OMSCHRIJVING
AGL	Above Ground Level
CAA	Civil Aviation Authority
CFD	Computational Fluid Dynamics
C_t	Trekkrachtscoëfficiënt
FAA	Federal Aviation Administration
I_0	Turbulentie intensiteit
LIDAR	Light Detection and Ranging
MER	Milieu Effect Rapportage
MSL	Mean Sea Level
NLR	Nederlands Lucht- en Ruimtevaart Centrum
OEM	Original Equipment Manufacturer
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk
RWS	Rijkswaterstaat
U_0	Ongestoorde windsnelheid

1 **Introductie**

Op de Noordzee worden omvangrijke windparken gebouwd in de directe nabijheid van mijnbouw platforms. Deze platforms worden regelmatig door helikopters bezocht om personeel af te zetten/op te pikken en om te bevoorraden. Door de aanwezigheid van de windparken kunnen er zogeeffecten ontstaan die mogelijk weerslag hebben op het veilig kunnen aanvliegen van de platforms.

De onderzoeksvraag die is gedefinieerd is tot op welke afstand het zog van windturbines nog een negatieve invloed heeft op de offshore helikopteroperaties, bij het loodrecht doorkruisen van dit zog tijdens de nadering van een platform.

Door de Civil Aviation Authority (CAA) in het Verenigd Koninkrijk is een Civil Aviation Publication uitgegeven, de CAP 764 'Policy and Guidelines on Wind Turbines', waarin de invloed van windturbines op de luchtvaart wordt beschreven. Dit betreft naast de negatieve gevolgen die windturbines hebben op de primaire radar en de boordapparatuur, ook de gevolgen van een windturbinezog op het vliegverkeer. Er is naar aanleiding van de CAP 764 onderzoek gedaan naar een windturbinezog en kleine luchtvaart ('General Aviation'). In die context wordt aangegeven, dat op basis van veldmetingen (LIDAR) statistisch gezien, het windturbinezog tot 90% is afgenomen op een afstand van 5 rotordiameters van de windturbine. De problematiek van een windturbinezog en helikopters is in de academische wereld opgepakt door de oprichting van de Garter onderzoeksgroep 'Wind turbine wake and helicopter operations'. Hierin participeren luchtvaart onderzoeksinstituten en universiteiten uit zes Europese landen. Ook vanuit de helikopteroperators worden de problemen erkend en worden op basis van algemene richtlijnen en ervaringsfeiten richtlijnen uitgevaardigd. Op dit moment ontbreken nog objectieve en gevalideerde onderzoeken die een gefundeerd oordeel over deze richtlijnen kunnen geven.

Er is nog geen specifiek onderzoek bekend van de invloed van een windturbinezog op helikopter operaties. Wel is uit fenomenologisch onderzoek bekend dat drie verschijnselen een rol spelen. De tipwervelbuis direct achter de windturbine bladen, een snelheidsafname stroomafwaarts van de turbine (het z.g. snelheidsdeficiet) en een toenemende turbulentie nog verder stroomafwaarts.

De tipwervel buis bevindt zich zodanig dicht bij de windturbine rotordisk, tot maximaal op ongeveer vier windturbine rotordiameters (Ref. 6), dat dit vanwege directe nabijheid van de windturbine door vliegers vermeden zal worden. Het snelheidsdeficiet achter de turbine is de meest significante. Omwille van de beperkte tijdspanne van het onderzoek zal in eerste instantie alleen gekeken worden naar effecten van het snelheidsdeficiet achter de windturbine vanwege de relatief korte afstand ten opzichte van de windturbine in vergelijking met de turbulentie-effecten verder stroomafwaarts.

In het onderzoek zal een vliegbaan worden aangenomen die het zog van de windturbine loodrecht kruist. De snelheidsafname in het zog zal voor de helikopter vergelijkbaar zijn met een laterale windvlaag (gust). Voor het bepalen van een veilige afstand zal worden uitgegaan van de criteria die zijn vastgesteld voor vastevleugelvliegtuigen waarbij voor een laterale gust een maximum toelaatbare (plotselinge) snelheidsafname van 6kts geldt. Daarnaast worden nog crosswind criteria van 10.5 en 15kts onderzocht met als doel een bandbreedte aan te geven.

1.1 Uitgangspunten

Voor het onderzoek wordt van de volgende uitgangspunten uitgegaan;

- Het gebruikte rekenmodel gaat uit van een enkele geïsoleerd staande windturbine met horizontale as. Voor additionele effecten die te verwachten zijn bij plaatsing van de turbine in een windturbinepark zal wetenschappelijke literatuur worden geraadpleegd. Het NLR zal nagaan of de opstelling van de turbines een invloed heeft op de optredende windsnelheden in het zog.
- Voor het onderzoek wordt een hoogste windsnelheid gehanteerd van 70kts, zoals die bijvoorbeeld voor SAR operaties mogelijk zijn.
- Rijkswaterstaat heeft de ontwerpgegevens van de windparken die in de Noordzee gebouwd gaan worden aan het NLR verstrekt (Appendix A). Dit betreft een deel uit het Milieueffectrapport Kavel I windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) en de betreffende voorschriften uit het bijbehorende Kavelbesluit. De benodigde technische informatie betreft de trekkracht van de windturbine. In het rapport is gebruik gemaakt van gegevens van een windturbine met een vermogen van 8MW. De gegevens voor de windturbine zijn opgenomen in Appendix B. Voor windturbines met meer vermogen blijft de rekensystematiek dezelfde. Dit zal in paragraaf 1.4 nog worden uiteengezet.

1.2 Gust en crosswind criteria

Gusty condities in de nadering tijdens de laatste fase voor de landing zijn eerder onderzocht voor civiele vliegtuigen (Ref. 1), voor een vlieghoogte van 200ft AGL (Above Ground Level) tot touch down. Het betreffende onderzoek richtte zich op de responsie en de landingsprestaties van het vliegtuig onder invloed van wind, windschering en windvlagen bij snelheidsveranderingen als gevolg van de aanwezigheid van lokale objecten. Er worden maximaal toelaatbare gust waarden geadviseerd voor laterale en longitudinale snelheidsverschillen in ongestoorde lucht. De criteria zijn als volgt samen te vatten:

- Voor een vlieghoogte lager dan 200ft mag de variatie in gemiddelde windsnelheid parallel aan de vliegbaan, als gevolg van het verstorend object, de 7kts niet overschrijden. Het snelheidsdeficiet van 7kts moet zich manifesteren over een afstand van tenminste 100m.
- Voor een vlieghoogte lager dan 200ft mag de variatie in gemiddelde windsnelheid loodrecht op de vliegbaan als gevolg van het verstorend object de 6kts niet overschrijden. Het snelheidsdeficiet van 6kts moet zich manifesteren over een afstand van tenminste 100m.

Beide criteria wordt voorgeschreven tot een hoogte van 200ft boven de grond. Door de relatief hoge plaatsing van de as van de windturbine kan het zog van een windturbine een hoogte groter dan 200ft bereiken. Op deze vlieghoogte is er meer tijd en ruimte om op een verstoring te reageren. Echter, in geval van offshore helikopteroperaties bevindt de landingsplaats zich vaak op een hoogte van 150ft of hoger boven de grond. In dit geval is het extra criterium ook voor AGL groter dan 200ft van belang. Het criterium is onafhankelijk van de vliegsnelheid.

Door de Original Equipment Manufacturer (OEM) worden voor de naderingsfase tijdens de landing, limieten voor tail- en crosswind gehanteerd. Deze zijn in het algemeen hoog en variëren voor verschillende gewichtsklassen van 15 tot 30kts.

In ICAO Annex 14 'Aerodrome design and operations' worden in de 'Aerodrome Reference Code' categorieën van vliegvelden gedefinieerd op basis van een 'reference field length', de vleugelspanwijdte en wielbreedte. In een

‘Advisory Circular’ zijn door de Federal Aviation Administration (FAA) voor deze categorieën vliegvelden ‘allowable crosswind components’ vastgelegd (Ref 11). Voor de categorie A-I en B-I vliegvelden, die zijn gebaseerd op een referentie lengte kleiner dan 800m, een spanwijdte kleiner dan 15m en een wielbasis van minder dan 4.5m, wordt een ‘allowable crosswind component’ van 10.5kts gehanteerd. Dit criterium is eerder voor windturbinezog onderzoek met ‘general aviation’ gebruikt (Ref 10).

De ICAO Annex 3 (MET) schrijft voor wanneer en hoe weerrapporten dienen te worden gegenereerd. In speciale gevallen zoals windschering is een luchthaven verplicht een waarschuwing uit te laten gaan bij head/tailwind veranderingen groter dan 15kts.

In het kader van het onderzoek zal worden uitgegaan van 6, 10.5 en 15kts als crosswind criterium. Het 6kts criterium is gebaseerd op conservatieve aannamen. De 10.5 en 15kts zijn in overleg met de opdrachtgever, in samenspraak met enkele helikopter operators, overeengekomen om zodoende ook een meer praktijk georiënteerde limiet te beschouwen.

1.3 Geldigheid gust criterium voor helikopters

In ref. 3 wordt de invloed van atmosferische verstoringen op de responsie van de helikopter met betrekking tot de besturingsmarges en werklast van de vlieger onderzocht. Er wordt een vergelijking gemaakt voor het gedrag van een helikopter in windvlagen met die van vliegtuigen. In een analyse in termen van de aerodynamische afgeleiden in de bewegingsvergelijkingen van de helikopter, blijkt de belangrijkste parameter voor beschrijving van de responsie op een windvlaag, de bladbelasting te zijn;

“The much higher blade loadings on rotorcraft, compared with wing loading on fixed-wing aircraft, is by far the single most significant reason why helicopter are less sensitive to gusts than corresponding fixed-wing aircraft of the same weight and size”

Door de hoge rotorbladbelasting van de helikopter in vergelijking met de vleugelbelasting van een vliegtuig en doordat de responsie omgekeerd evenredig is met de rotorbladbelasting, zal de gevoeligheid van een helikopter voor een gust minder zijn dan die van vergelijkbare vliegtuigen. Hoe hoger de rotorbladbelasting, des te minder de helikopter door een verstoring wordt beïnvloed. Deze beschouwing, gecombineerd met de bestaande gust limiet voor vliegtuigen, kan daarom als degelijk uitgangspunt worden genomen voor de bepaling van de veilige afstand tot de windturbine.

1.4 Gegevens voor een 8MW windturbine

Gegevens met betrekking tot de trekkrachtscoëfficiënt C_t als functie van de windsnelheid zijn beschikbaar voor een 8MW windturbine, gebaseerd op een ontwerp van fabrikant Vestas. De gegevens van een 8MW windturbine zijn beschikbaar via het LEANWIND project waarbij de gegevens zijn afgeleid van de Vestas V164. De gegevens zijn opgenomen in Appendix B. Voor lage windsnelheden is de C_t waarde hoog. De trekkrachtscoëfficiënt neemt geleidelijk af voor hogere windsnelheden. De maximale C_t waarde voor de 8MW turbine is 0.92, gevonden bij de ‘cut-in’ speed, de laagste operationele windsnelheid voor de turbine. Een C_t waarde van 0.88 is de waarde voor de trekkracht van

een windturbine behorend bij de theoretische maximale waarde voor het opgewekte vermogen. Voor (nog) grotere vermogens in een windturbine zal de C_t waarde dus niet noemenswaardig toenemen en zal de gebruikte berekeningswijze ook geldig zijn voor windturbines met hogere vermogens.

2 Analyse

Met behulp van het Ainslie model wordt voor verschillende parameters de hartlijnsnelheden bepaald in het zog. Vervolgens kan de afstand tot de windturbine bepaald worden waarop in het zog nog een snelheidsverschil van 6 respectievelijk 10.5 en 15kts aanwezig is.

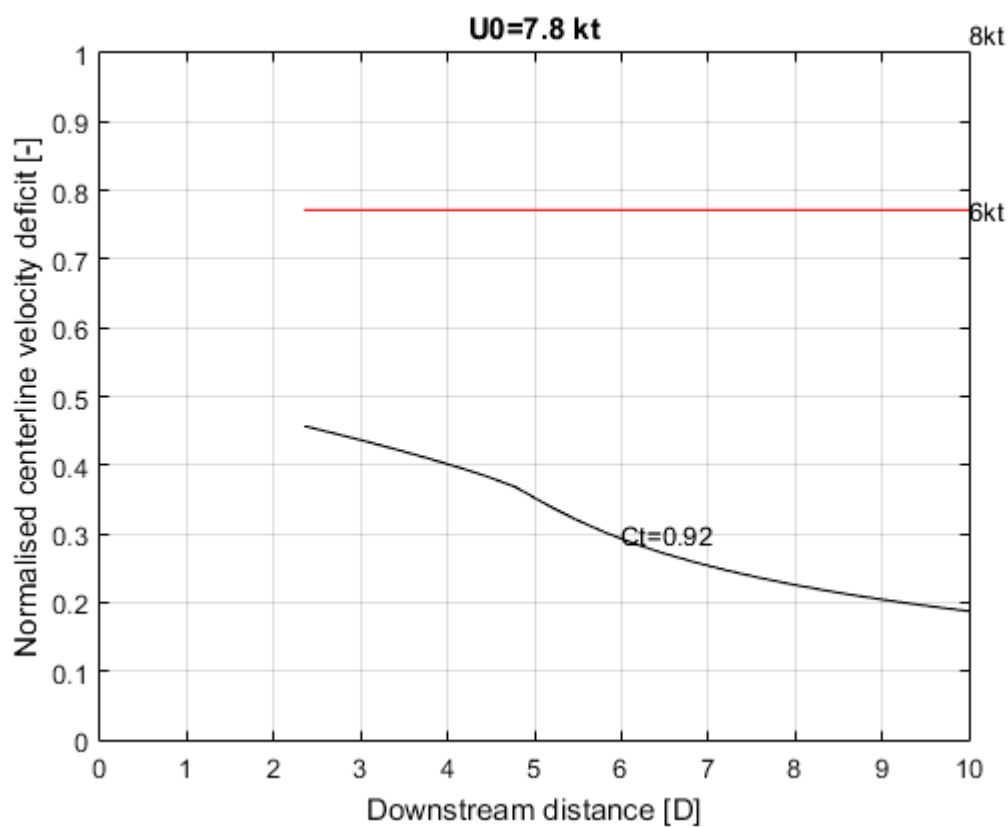
Het Ainslie model (Appendix C) bestaat uit een set vergelijking die de lokale snelheden in het zog berekend, afhankelijk van de windsnelheid en de trekkracht. De invloed van de turbulentie intensiteit, de windturbine as hoogte en de rotordiameter van de turbine, zal in de volgende paragrafen nog nader worden beschouwd. De kritieke conditie wordt vooral bepaald door de waarde van de trekkrachtscoëfficiënt C_t in combinatie met de ongestoorde windsnelheid U_0 en niet door het vermogen van de turbine. Hierdoor wordt aannemelijk dat deze analyse tevens toepasbaar is voor windturbines in andere vermogenscategorieën.

2.1 Windsnelheid en trekkracht van de windturbine

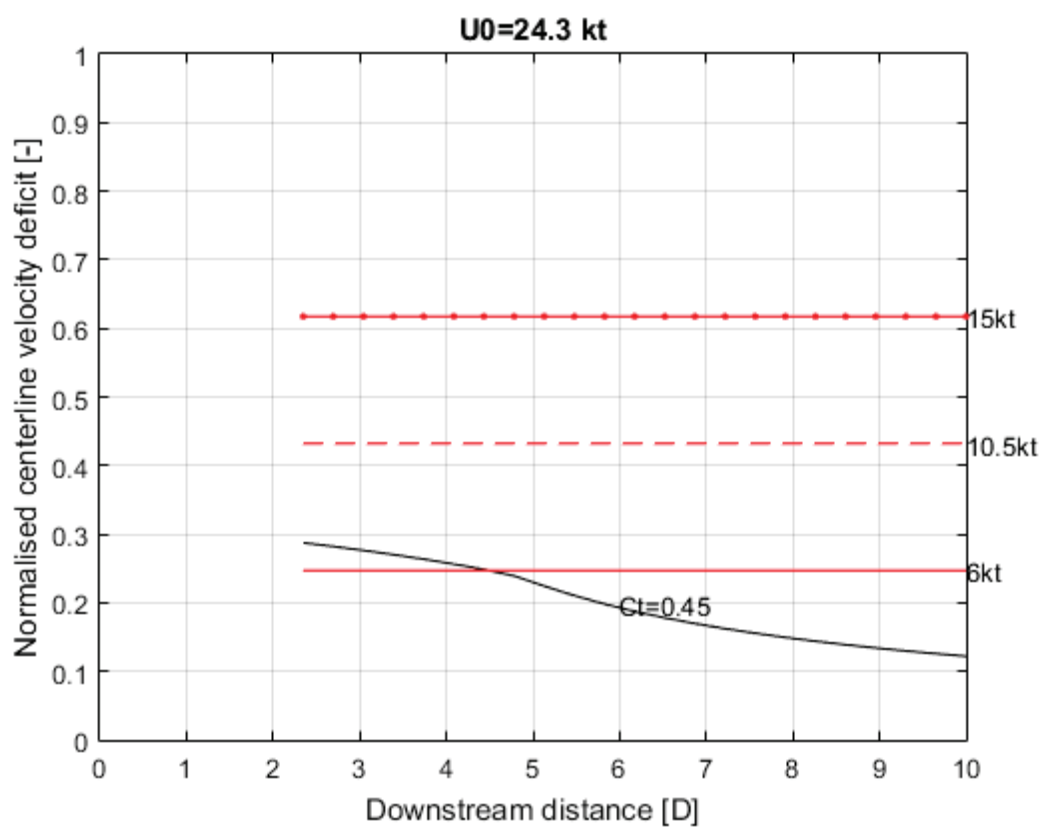
Voor een aantal ongestoorde windsnelheden (U_0) is het zog bepaald. Deze windsnelheden zijn gebaseerd op gegevens van de windturbine en input van de heli-operators.

- Cut-In speed, de snelheid waarbij de rotor begint te draaien (4m/s ~ 7.8kts).
- Rated-output speed, de snelheid waarbij de windturbine zijn optimale energie output bereikt. Bij toenemende windsnelheid zal de energieproductie gelijk gehouden worden (12.5m/s ~ 24.3kts).
- Cut-out speed; de snelheid waarboven de windturbine wordt afgeremd om de mechanische belasting op de turbine in de hand te houden. (25m/s ~ 48.6kts).
- Aangenomen hoogste windsnelheid van 70kts

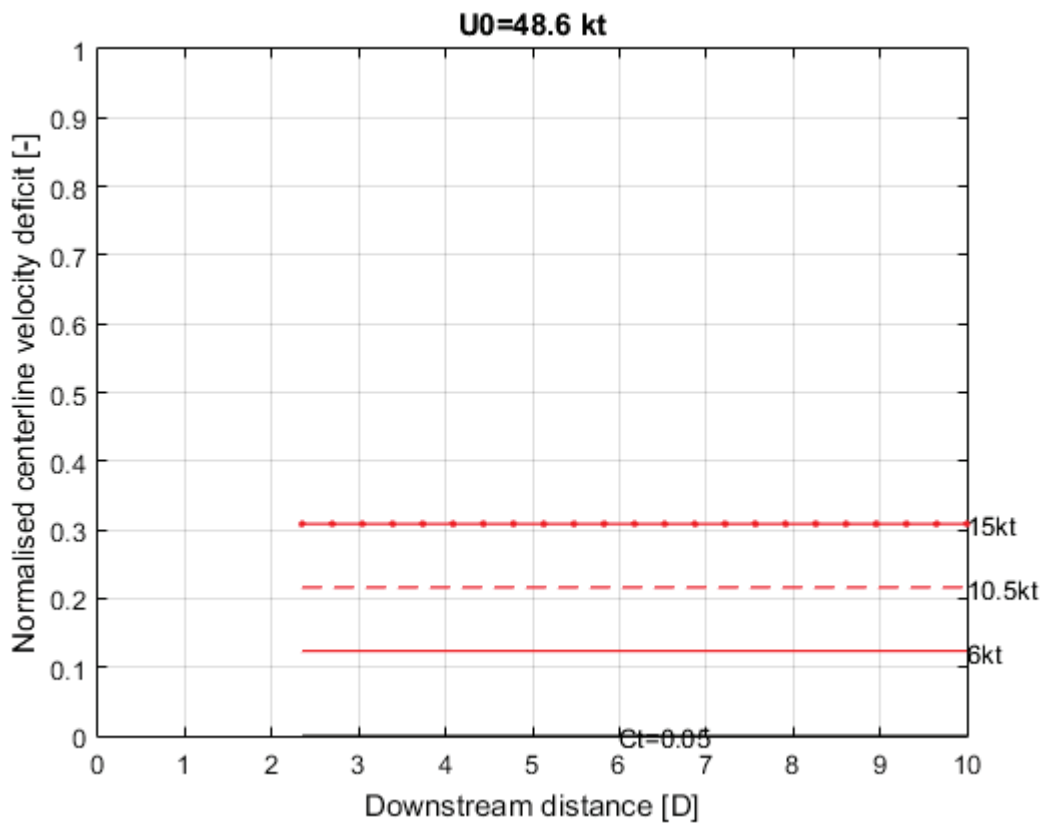
Voor bovenstaande windsnelheden zijn de trekkrachtscoëfficiënten bepaald met de gegevens van de windturbine in de categorie 8MW. De resultaten voor de combinaties van 4m/s en $C_t=0.92$, van 12.5m/s en $C_t=0.45$ en een hoge windsnelheid van 25m/s en $C_t=0.05$ zijn in onderstaande figuren aangegeven. Voor een windsnelheid van 70kts (36 m/s) is de C_t waarde niet bekend uit de gegevens van de windturbinefabrikant, maar is deze geschat uit het verloop van de C_t met de windsnelheid en vastgesteld op $C_t = 0.05$. Als uitgangscondities voor de turbulentie intensiteit is uitgegaan van een intensiteit passend bij offshore condities van $I_0=6\%$. Figuur 1 tot en met Figuur 4 geven de snelheidsafname in het zog bij de snelheidscriteria zoals in de figuren aangegeven. Voor zowel de laagste als de hoogste ongestoorde windsnelheid ligt het snelheidsdeficiet in het gehele zog onder de gestelde limiet van 6kts. Voor de middelgrote windsnelheid echter is er in het zog over een afstand tot ongeveer 4.2 windturbine rotordiameters een snelheidsdeficiet gevonden die hoger is dan het 6kts criterium (Figuur 2). Naast deze karakteristieke windsnelheden is voor de overige U_0 en C_t combinaties van de Vestas 8MW de lokale snelheid in het zog bepaald om een kritische conditie te vinden. Die is gevonden voor een windsnelheid van 11m/s (21.4kts) en $C_t=0.67$ (Figuur 5), de veilige afstand ligt hier op ongeveer 5.5 windturbine rotordiameters.



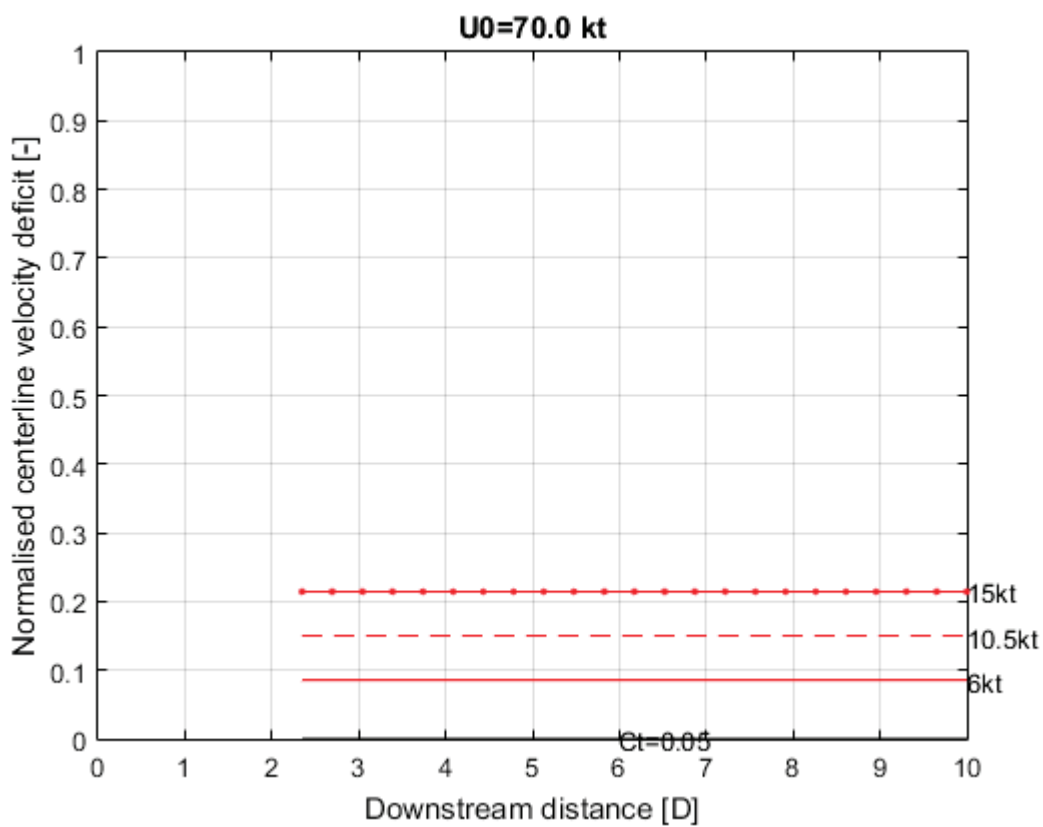
Figuur 1: Genormaliseerd snelheidsdeficiet voor $U_0=4 \text{ m/s}$ en $C_t=0.92$



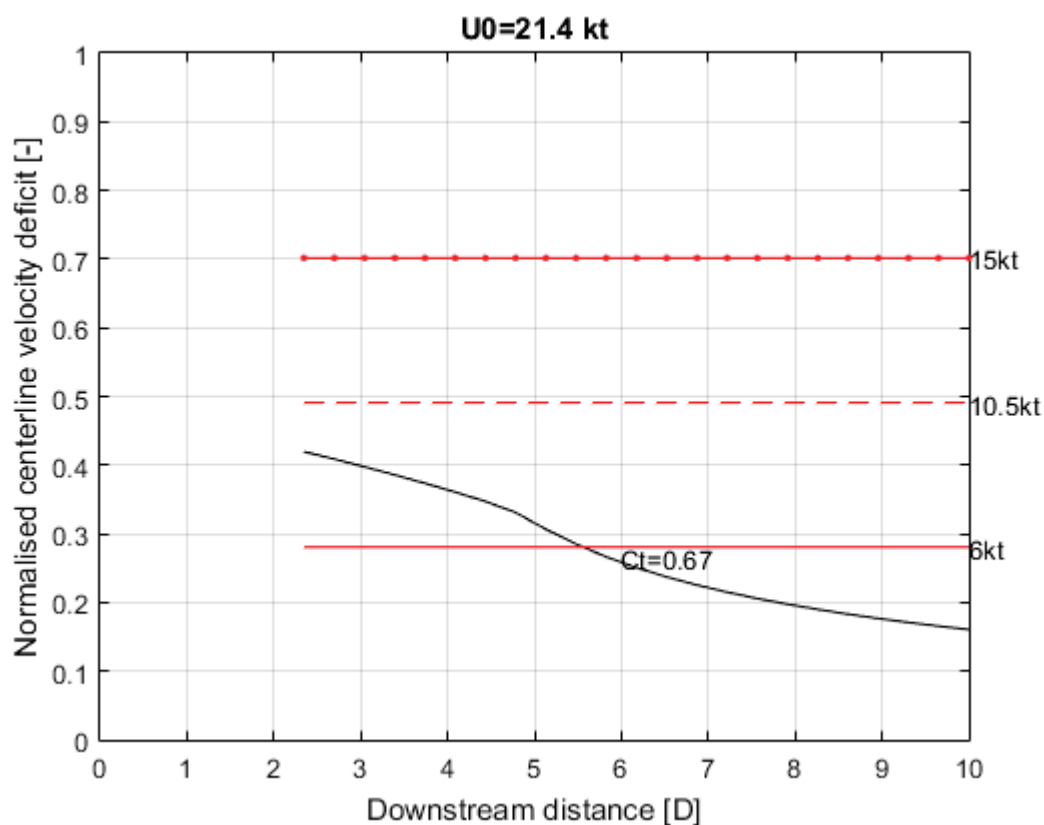
Figuur 2: Genormaliseerd snelheidsdeficiet voor $U_0=12.5 \text{ m/s}$ en $C_t=0.45$



Figuur 3: Genormaliseerd snelheidsdeficiet voor $U_0=25\text{m/s}$ en $C_t=0.05$



Figuur 4: Genormaliseerd snelheidsdeficiet voor $U_0=36\text{m/s}$ en $C_t=0.05$



Figuur 5: Genormaliseerd snelheidsdeficiet voor $U_0=11\text{m/s}$ en $C_t=0.67$

Tabel 1 toont een overzicht van de veilige afstand, uitgedrukt in windturbine rotordiameter voor verschillende windsnelheden en criteria voor één enkele windturbine.

Tabel 1: Veilige afstand tot de windturbine voor verschillende windsnelheden, uitgedrukt in windturbine rotordiameters

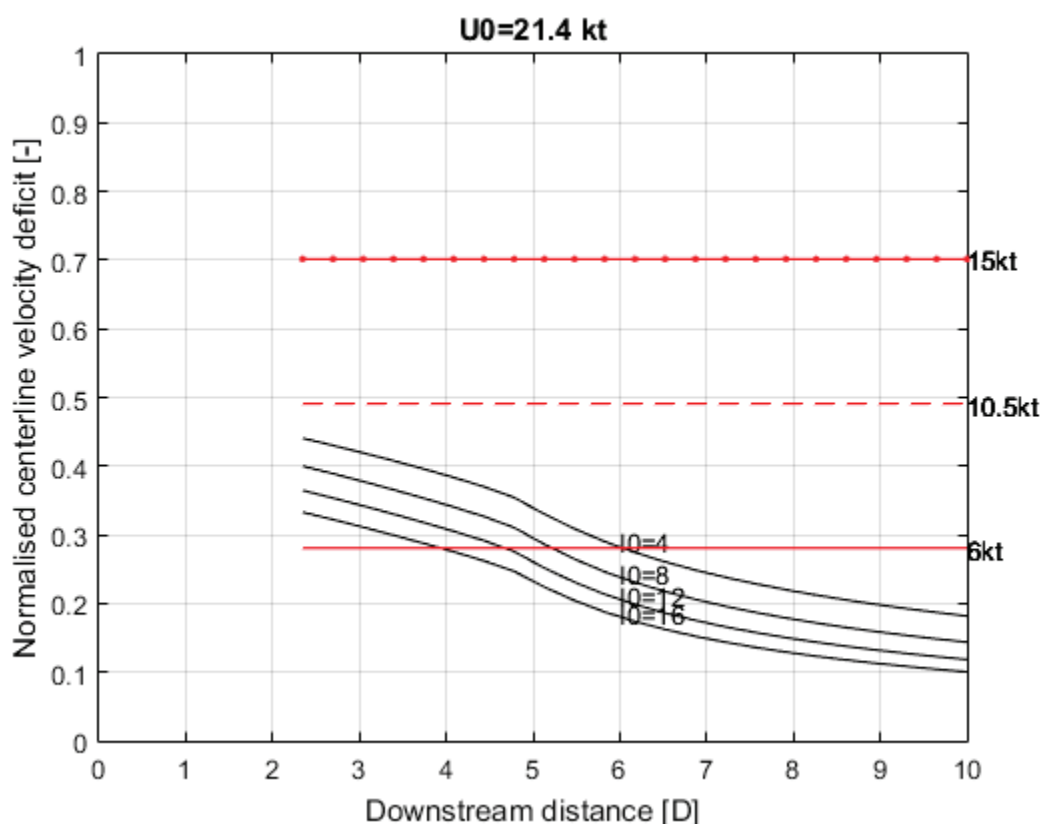
Wind speed		Criterium		
[m/s]	[kts]	6 kts	10.5 kts	15 kts
4	7.8	2	2	2
5	18.9	2	2	2
6	11.7	2	2	2
7	13.6	3	2	2
8	15.6	5	2	2
9	17.5	5	2	2
10	19.4	6	2	2
11	21.4	6	2	2
12	23.3	5	2	2
13	25.3	3	2	2
14	27.2	2	2	2
16	31.1	2	2	2

Bij windsnelheden van 11.7 tot en met 25.3 kts is een snelheidsdeficiet van meer dan 6 kts te vinden bij afstanden van variërend van 2 tot en met 6 windturbine rotordiameters, aangegeven in rood. Bij de overige windcondities zal het snelheidsdeficiet onder de 6 kts blijven. Bij toepassing van de crosswind criteria van 10.5 en 15 kts zijn geen beperkingen voor de afstand gevonden. Echter het gebruikte rekenmodel (appendix C) is geldig vanaf twee rotordiameters vanaf de windturbine. Hierdoor wordt de waarde '2' gehanteerd in de tabel, aangegeven door de groene gebieden.

2.2 Turbulentie Intensiteit

Een turbulentie intensiteit (I_0) van 10% wordt door Ainslie aangenomen als de nominale waarde. Om de gevoeligheid voor de turbulentie intensiteit te onderzoeken is een berekening uitgevoerd voor waarden van $I_0=4$ tot 16%, waarbij 4% geldt voor een relatief gelaagde, laag-turbulente stroming en 16% als hoog turbulent wordt beschouwd. De in het verdere onderzoek gebruikte waarde van 6% is een representatief voor een offshore atmosferische conditie. Figuur 6 presenteert de invloed voor een range van turbulentie intensiteit voor de kritieke conditie ($U_0=11\text{m/s}$ en $C_t=0.67$) gevonden in paragraaf 2.1. Een lage turbulentie intensiteit heeft een groter snelheidsdeficiet tot gevolg.

Voor de kritieke conditie is voor een lage waarde van $I_0=4\%$ de zogsnelheid berekend. Voor deze relatief lage turbulentie intensiteit is nog steeds aan het 6 kts criteria voldaan bij een veilige afstand van meer dan 6 windturbine rotordiameters.

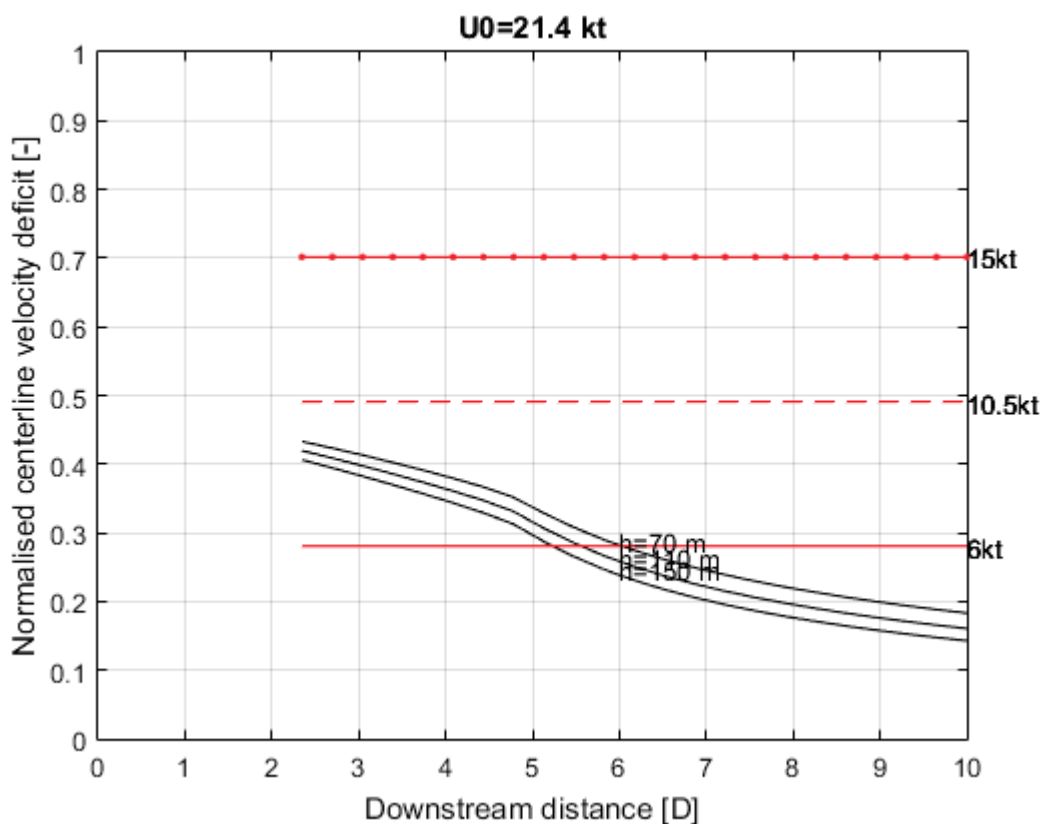


Figuur 6: Genormaliseerd snelheidsdeficiet bij verschillende turbulentie intensiteit, $U_0=11\text{m/s}$ en $C_t=0.67$

2.3 Windturbine ashoogte en rotordiameter

De invloed van de hoogte van de windturbine rotor as is bepaald voor een range van 70, 110 en 150m. Figuur 7 toont dat de invloed van de hoogte op de snelheidsafname in het zog niet groot is. De trend is dat het gevonden snelheidsdeficiet in het zog zal afnemen bij toenemende ashoogte van de windturbine.

De rotordiameter van de windturbine, uitgaande van een gelijkblijvende C_t , heeft geen invloed op het snelheidsdeficiet in het zog. Dit komt door de gelijkvormigheid en het schalen van de snelheidsverdeling over de zogdoorsnede, zoals die in het Ainslie model is aangenomen. De rotordiameter is geen parameter in de stromingsvergelijkingen.



Figuur 7: Genormaliseerd snelheidsdeficiet voor $U_0=11$ m/s en $C_t=0.67$, voor een ashoogte van 70, 110 en 150m, ($h=70$ m is de bovenste lijn, $h=150$ m is de onderste lijn)

2.4 Invloed windturbinepark

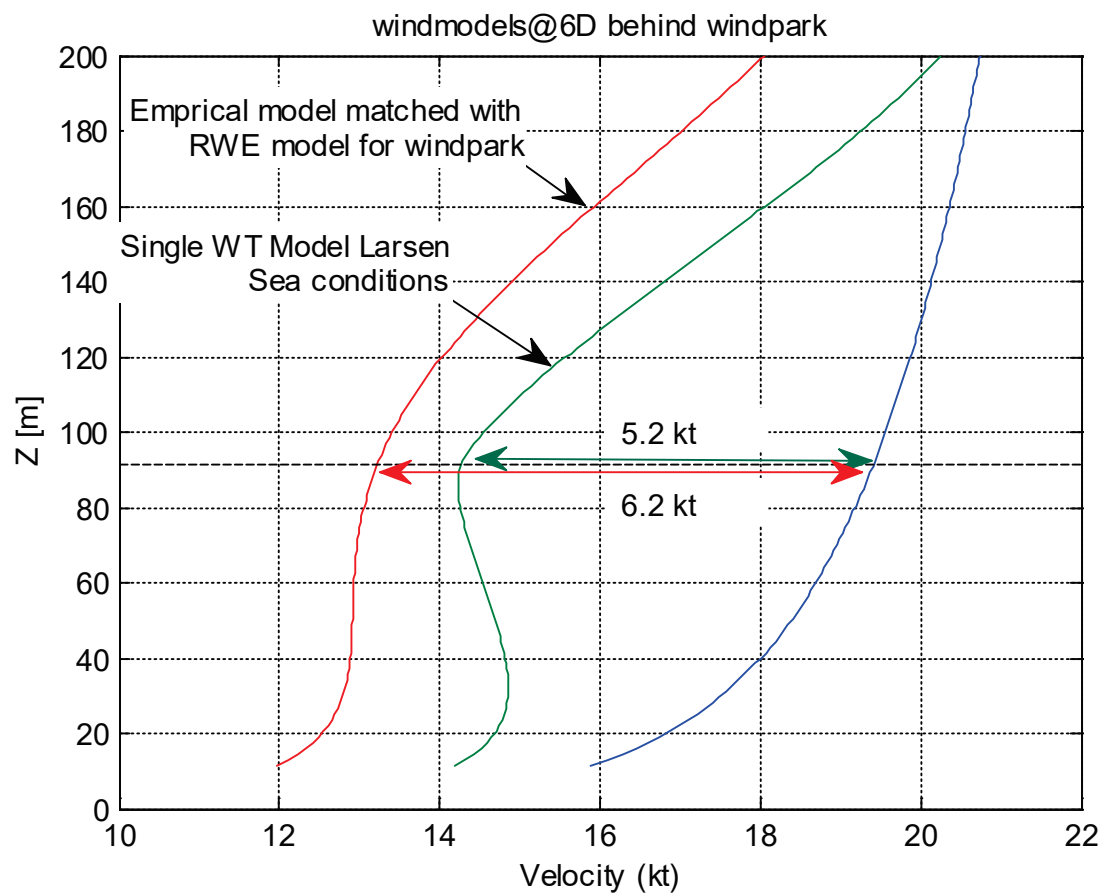
Aanwijzingen voor de ontwikkeling van het zog in een windturbinepark met meerdere turbines die zijn opgesteld in elkaars zog, kunnen worden gevonden in Ref. 6. Door turbulentie uitwisseling zal de turbulentie intensiteit in het zog toenemen waardoor de snelheidssprong over de windturbine stroomafwaarts lager zal zijn dan de voorgaande windturbine. Het snelheidsdeficiet zal dan wel cumulatief toenemen over meerdere windturbines. De power output van de tweede turbine is minder dan die van de eerste en zal in de daaropvolgende turbines uiteindelijk een evenwicht bereiken.

In Ref. 7 wordt met een empirisch schattingsmethode een vermenigvuldigingsfactor bepaald die een toename van het snelheidsdeficiet voorspeld die tot wel 3 maal zo hoog als een alleenstaande windturbine kan oplopen. Hierdoor is voorzichtigheid geboden bij toepassing van de richtlijnen voor een windturbinepark. In Ref. 7 wordt verder als voorbeeld met een windturbine van 3.6MW, op een afstand van 0.5 NM (927m), bij een windsnelheid van 8.5m/s, nog een snelheidsdeficiet van 7kts gevonden. Dit betekent voor vergelijkbare Vestas 3MW windturbine met een diameter van 110m een veilige afstand van ruim 8 windturbine rotor diameter, meer dan uit de analyses voor een enkele windturbine blijkt.

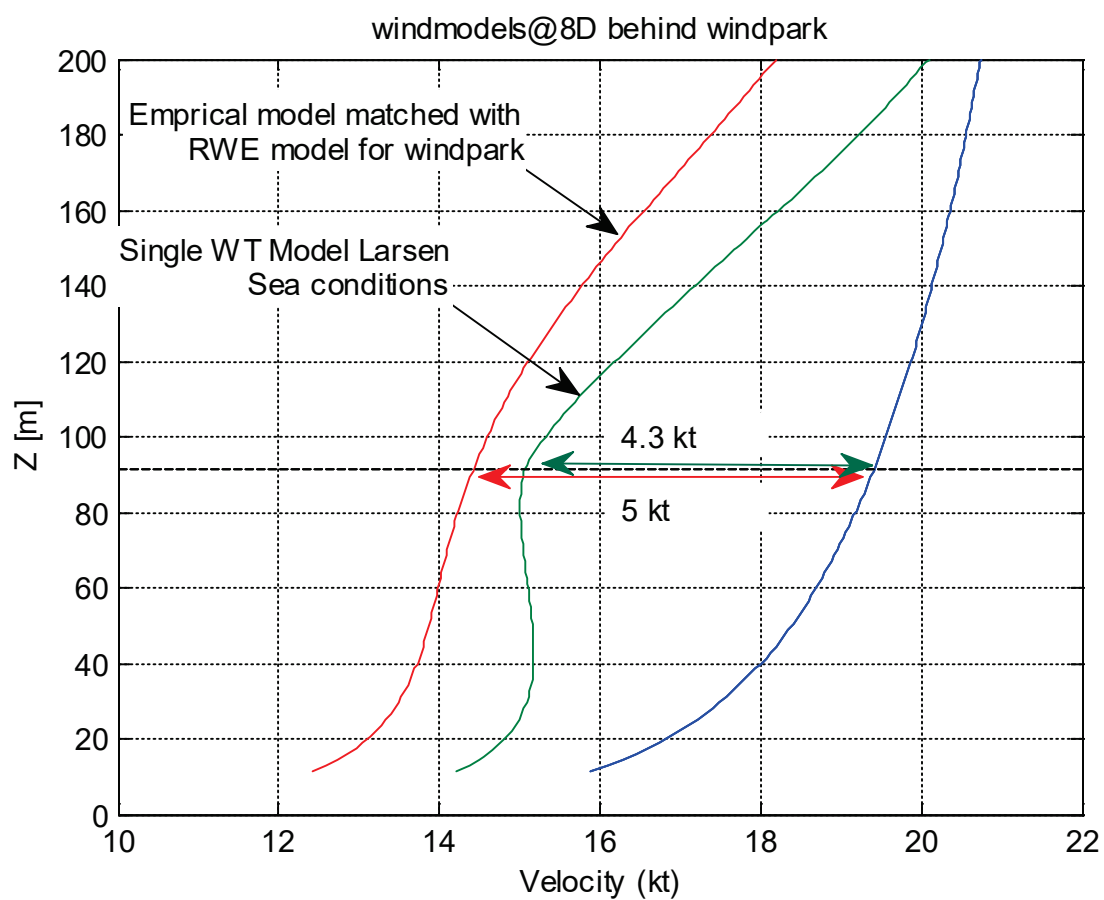
Voor het laatstgenoemde voorbeeld van een windturbinepark kan met een eenvoudige analyse aannemelijk worden gemaakt dat de gevonden 8D een 'worst case' scenario is. Hiertoe is gebruikt gemaakt van een benchmark snelheidsveld van een windturbinepark, bepaald uit een stromingsberekening en beschikbaar gesteld door RWE (Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk). De benchmark setup bestaat uit Vestas V117 windturbines met een diameter van 117m, een ashoogte van 91.5m en een windsnelheid op ashoogte van 10m/s. Er is gevonden dat de zogsnelheid op 6D afstand van een windturbinepark ongeveer 1kts hoger is in vergelijking met de waarde van 5.2kts voor een enkele windturbine (zie Figuur 8).

Op een afstand van 8D van het windturbinepark wordt een zogsnelheid van 5kts gevonden, wat lager is dan de snelheid op 6D afstand voor een enkele windturbine (zie Figuur 9). Hierdoor is aannemelijk gemaakt dat de 8D afstand een 'worst case' is.

Hierbij speelt ook dat toekomstige grotere windturbines een hogere ashoogte hebben wat, op basis van figuur 7, leidt tot een kleinere afstand waarop het(zelfde) snelheidsdeficiet plaats heeft.



Figuur 8: Snelheidsveld op 6D achter een windturbinepark



Figuur 9: Snelheidsveld op 8D achter een windturbinepark

3 Conclusies

De bestaande advieswaarde voor een gust limiet van 6kts voor plotselinge laterale snelheidsverandering geldend voor vliegtuigen, is gebruikt als criterium voor het vaststellen van de veilige afstand voor helikopters ten opzichte van een windturbine en windturbine park. Dit is een conservatieve aanpak omdat helikopters in het algemeen minder gevoelig zullen zijn voor dwarswindverstoringen, dan vaste vleugel vliegtuigen. Nader onderzoek zal aangeven of dit criterium in de toekomst verhoogd kan worden naar een waarde die is toegesneden op helikopters. De lokale windsnelheid in de hartlijn van het zog is voor één enkele windturbine berekend voor in de praktijk gangbare waarden van ongestoorde windsnelheid en de trekkrachtscoëfficiënt van de windturbine. Voor een kritieke combinatie van deze twee parameters wordt op een afstand tot bijna 6 windturbine rotordiameters in het zog nog een snelheidsdeficiet gevonden van maximaal 6kts ten opzichte van de ongestoorde stroming. Op basis daarvan wordt een veilige afstand ten opzichte van een enkele windturbine, van 6 windturbine rotordiameters geadviseerd die garandeert dat een gust verder dan deze afstand, voor alle windcondities, niet hoger dan 6kts is. Deze afstand kan dienen ter ondersteuning van richtlijnen of regelgeving met betrekking tot operaties met helikopters in de buurt van een enkele windturbine. Als de criteria voor 10.5 en 15kts worden gehanteerd dan zijn er geen beperkingen voor de afstand met betrekking tot de windturbine gebaseerd op het snelheidsdeficiet in het zog, behalve dan een afstand van minimaal of gelijk aan 2D, bepaald door de geldigheid van het rekenmodel voor berekening van het snelheidsdeficiet.

Aanwijzingen voor de ontwikkeling van het zog in een windturbinepark met meerdere turbine in elkaars zog opgesteld, kunnen worden gevonden in de literatuur. Opeenvolgende zoggen kunnen volgens een empirisch schattingsmodel het snelheidsdeficiet verdrievoudigen. De geadviseerde zes windturbine rotordiameters moet daarom met voorzichtigheid worden betracht bij toepassing op meerdere in serie geplaatste windturbines. Voor een zog van windturbinepark kan nog een snelheidsverschil tot 7kts optreden bij meer dan acht maal de windturbine rotordiameter. Er is niet bekend of het schattingsmodel is gevalideerd. In een nadere analyse is voor een windturbinepark aannemelijk gemaakt dat acht maal de windturbine rotordiameter een 'worst case' scenario representeert.

Het huidige onderzoek is beperkt tot de invloed van een horizontale, laterale windstoot op de helikopter in het zog van een windturbine. De turbulentie in een windturbinezog is complex en is onderwerp in lopend onderzoek in Europees verband. Resultaten uit deze studies kunnen worden ingezet in een vervolgonderzoek waarin nader gekeken wordt naar de invloed op het helikoptergedrag ten gevolge van de turbulentie die verder in het zog aanwezig is. De veranderende windsnelheidscomponenten in alle richtingen van de stroming, die bovendien van een chaotische aard en structuur zijn, hebben een significante invloed op de helikopter vliegeigenschappen, de veiligheid en de werklast van de vlieger.

Daarnaast zal, als gevolg van de plotselinge afname in windsnelheid, vooral in het lage-snelheidsgebied van de helikopter, het momentaan benodigde vermogen van de helikopter toenemen. Hierop zal door de vlieger en de motor moeten worden gereageerd. De effecten op de helikopterprestaties en de gevolgen voor de vliegveiligheid en werklast van de vlieger, dient ook nog nader onderzocht te worden.

4 Referenties

1. Nieuwpoort A.M.H., Gooden J.H.M., de Prins J.L., Wind criteria due to obstacles at and around airports, NLR-TP-2010-312, Juli 2010.
2. Ainslie J.F, Calculating the flowfield in the wake of wind turbines, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 1988.
3. Padfield G.D., Helicopter Flight Dynamics, The Theory and Application of Flying Qualities and Simulation Modelling, Blackwell Science Ltd., 1996.
4. Lange, Waldl, Barthelmie, Gil Guerrero, Heinemann, Modelling of Offshore Wind Turbine Wakes with the Wind Farm Program FLAP, Article in Wind Energy, January 2003.
5. Tao Hun, The Assessment of dynamic wake effects on loading, dynamic wake modelling and comparison of methods of wake loading assessment, TU-Delft, November 2011.
6. B. Sanderse, Aerodynamics of wind turbine wakes, Literature review, ECN-E--09-016, CWI.
7. J.A. Post, U.G. Dees, FOSA voor ARA en Departure Q01 Helm-A na realisatie Helmveld Windmolenpark, NLR-CR-2012-146
8. LEANWIND, Logistic Efficiencies And Naval architecture for Wind Installations with Novel Developments, Summary description of LEANWIND 8 MW reference turbine, University College Cork, 21 April 2015.
9. Wang, White, Barakos, Wind Turbine Wake Encounter Study, Version 1.0., University of Liverpool, March 27, 2015.
10. T.E. Mulinazzi and Z.C. Zheng. Wind Farm Turbulence Impacts on General Aviation Airports in Kansas. Technical Report K-TRAN KU-13-6, Kansas State University, January 2014.
11. Federal Aviation Administration, Advisory Circular AC 150/5300-13A Airport Design, Date 2/26/2014.

Appendix A Windturbinepark gegevens

Bijlage.

I Fragment uit MER

Bandbreedte die in het MER is onderzocht. Er zullen in 1 kavel dus minimaal 35 10 MW turbines of maximaal 63 6 MW turbines worden geplaatst.

Onderwerp	Bandbreedte
Vermogen individuele windturbines	6 – 10 MW*
Tiphoogte individuele windturbines	167 – 251 meter*
Tiplaagte individuele windturbines	25 – 30 meter*
Rotordiameter individuele windturbines	142 – 221 meter*
Onderlinge afstand tussen windturbines	Minimaal 4x rotordiameter
Aantal bladen per windturbine	2 – 3
Type funderingen (substructures)	Monopile, jacket, tripile, tripod, gravity based structure
Type fundering (foundation)	Paalfunderingen, suction buckets, gravity based structures
Aanlegwijze paalfunderingen	Intrillen, heien, boren, suction
In geval van heien van fundering: hei-energie gerelateerd aan turbinetype / heipaal	1.000 – 3.000 kJ, afhankelijk van bodemcondities en diameter fundering
In geval van heien van fundering: diameter funderingspaal/-palen en aantal palen per turbine:	
Jacket	4 palen van 1,5 – 3,5 meter
Monopile	1 paal van 6 tot 10 meter
Tripod	3 palen van 2 tot 4 meter
In geval van een fundering zonder heien: afmetingen op zeebodem:	
Gravity Based	Tot maximaal 40 x 40 meter
Suction Bucket	Diameter bucket: n.t.b.
Elektrische infrastructuur (inter-array bekabeling)	66 kV

II Voorschriften uit kavelbesluit.

1. Het maximale aantal op te richten windturbines is 63.
2. Het maximale totale rotoroppervlak is 1.461.542 m².
3. In het windpark worden uitsluitend turbines met, per turbine, een geïnstalleerd vermogen van minimaal 6 MW geplaatst.
4. De minimale afstand tussen windturbines bedraagt 4 maal de rotordiameter uitgedrukt in meters.
5. De minimale tiplaagte is 25 meter boven zeeniveau (MSL).
6. De maximale tiphoogte is 251 meter boven zeeniveau (MSL).

Appendix B Windturbine data gebaseerd op de Vestas V164 windturbine (8MW)

Turbine	NREL	LW	DTU
Rating	5 MW	8 MW	10 MW
Rotor Orientation, Configuration	Upwind, 3 blades	Upwind, 3 blades	Upwind, 3 blades
Rotor Diameter	126 m	164 m	178.3 m
Hub height	90 m	110 m	119 m
Cut-in, Rated, Cut-out wind speed	3 m/s , 11.4 m/s, 25 m/s	4 m/s , 12.5 m/s, 25 m/s	4 m/s , 11.4 m/s, 25 m/s
Rotor speed range	6.9 – 12.1 rpm	6.3 - 10.5 rpm	6 – 9.6 rpm
Hub mass	56,780kg	90,000 kg	105,520 kg
Nacelle mass	240,000 kg	285,000 kg	446,036 kg
Blade mass	17,740 kg	35,000 kg	41,716 kg
Nacelle dimensions (L x W x H)	NA ¹	20 m x 7.5 m x 7.5 m	NA ¹
Tower Mass	347,460 kg	558,000 kg	605,000 kg
Tower Height	87.6 m	106.3 m	115.6 m
Tower top thickness, diameter	20 mm, 3.87 m	22 mm, 5 m	20 mm, 5.5 m
Tower bottom thickness, diameter	27 mm, 6 m	36 mm, 7 m	38 mm, 8.3 m
Overall Centre of Mass	-0.2 m , 0.0 m 64.0 m	0 m, 0 m, 77 m	NA ¹

Notes: ¹ Data not available.



LEANWIND deliverable - project n°. 614020

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp [-]	Thrust [kN]	Ct [-]
4	110	0.13	190	0.92
4.5	350	0.30	232	0.88
5	600	0.37	273	0.85
5.5	850	0.39	324	0.83
6	1140	0.41	381	0.82
6.5	1490	0.42	440	0.81
7	1900	0.43	505	0.80
7.5	2370	0.43	573	0.79
8	2900	0.44	648	0.78
8.5	3500	0.44	723	0.77
9	4155	0.44	800	0.76
9.5	4870	0.44	876	0.75
10	5630	0.44	945	0.73
10.5	6420	0.43	1014	0.71
11	7150	0.42	1052	0.67
11.5	7610	0.39	1028	0.60
12	7865	0.35	972	0.52
12.5	7940	0.31	905	0.45
13	7970	0.28	847	0.39
13.5	8000	0.25	801	0.34
14	8000	0.23	765	0.30
14.5	8000	0.20	730	0.27
15	8000	0.18	700	0.24
15.5	8000	0.17	668	0.22
16	8000	0.15	644	0.19
16.5	8000	0.14	624	0.18
17	8000	0.13	604	0.16
17.5	8000	0.12	587	0.15
18	8000	0.11	571	0.14
18.5	8000	0.10	557	0.13
19	8000	0.09	542	0.12
19.5	8000	0.08	528	0.11
20	8000	0.08	516	0.10
20.5	8000	0.07	505	0.09
21	8000	0.07	497	0.09
21.5	8000	0.06	486	0.08
22	8000	0.06	476	0.08
22.5	8000	0.05	472	0.07
23	8000	0.05	461	0.07
23.5	8000	0.05	454	0.06
24	8000	0.04	445	0.06
24.5	8000	0.04	442	0.06
25	8000	0.04	437	0.05

Note: Cp - Power coefficient.
Ct - Thrust coefficient.

Appendix C Ainslie snelheidsdeficiet model

Het 'Ainslie' model (Ref. 2) dat wordt gebruikt voor de berekening van het snelheidsdeficiet in de z.g. far wake, is een numeriek model, dat relatief eenvoudig is te gebruiken. De aanname is een volledig turbulente en axi-symmetrische stroming. Tangentiele snelheden worden verwaarloosd, evenals drukgradiënten buiten de stroming. De berekening begint op een afstand van 2 windturbine rotordiameters stroomafwaarts. De berekening is gebaseerd op de Navier-Stokes vergelijkingen, met een 'thin layer' benadering, voor een niet viskeuze stroming. De axiale en radiale snelheden in het zog kunnen worden bepaald door de set vergelijkingen door te rekenen, met een impliciet eindig differentieschema en voorwaartse differentie methode voor de axiale snelheidscomponent. De gebruikte constanten in de formulering van Ainslie zijn gevalideerd met wind tunnel data. Het oorspronkelijke Ainslie model is uitgebreid met een atmosferisch turbulentiemodel van Lange (Ref. 4) en Tao Hun (Ref. 5).

Het Ainslie model gaat ervan uit dat de zogsnelheden worden bepaald door de snelheid ter plaatse van de hartlijn, met een Gaussische verdeling van de axiale snelheidscomponent over de doorsnede. De snelheidsafname op de hartlijn wordt bepaald door de windsnelheid en de trekkrachtscoëfficiënt C_t en de atmosferische turbulentie intensiteit I_0 . De resultaten van het vereenvoudigde model zijn goed vergelijkbaar met de resultaten van Computational Fluid Dynamics (CFD) modellen.

Deze pagina is opzettelijk blanco.

NLR

Anthony Fokkerweg 2
1059 CM Amsterdam, The Netherlands
p) +31 88 511 3113 f) +31 88 511 3210
e) info@nlr.nl i) www.nlr.nl