

Bijlage B: Generieke Gegevens

DNV GL, september 2014 (versie 3.1)

DNV KEMA, januari 2013 (versie 3.0)

INHOUDSOPGAVE BIJLAGE B

1	INLEIDING	3
2	TURBINEPARAMETERS ALS FUNCTIE VAN HET NOMINALE VERMOGEN	4
3	GENERIEKE RISICOCONTOUREN	11
4	CONCLUSIES	17

1 INLEIDING

Vaak komt het voor dat projectontwikkelaars in de beginfase van een project waarin de vergunningen aangevraagd worden, nog geen definitief besluit hebben genomen over het type turbine dat ze willen toepassen. Soms is alleen de maximaal toegestane masthoogte of de vermogensklasse bekend. Om in dit stadium toch een risicoanalyse te kunnen uitvoeren met als doel inzicht te verkrijgen in de mogelijkheden en de beperkingen ten gevolge van de optredende risico's, kan gebruik gemaakt worden van generieke windturbinegegevens.

De turbineparameters die van belang zijn voor de risicoanalyses, met name voor de trefkansberekening ten gevolge van bladbreuk zijn:

- ashoogte
- rotordiameter en lengte van het blad
- nominaal toerental
- ligging van het zwaartepunt van het blad
- bladoppervlak.

In de onderhavige versie van het handboek zijn de bovenstaande parameters bepaald op basis van de hoofdkenmerken van 82 commercieel verkrijgbare windturbines in de range van 1 MW tot 5 MW (Hoofdstuk 2). Met deze parameters is een aantal analyses uitgevoerd op basis waarvan generieke conclusies zijn getrokken ten aanzien van de volgende aspecten:

- Maximale werpafstand bij bladbreuk als functie van het turbinevermogen en ashoogte.
- ligging van de risicocontouren ($PR = 10^{-5}$ per jaar en $PR = 10^{-6}$ per jaar) voor bladbreuk, mastbreuk en vallende gondel of rotor als functie van het turbinevermogen en ashoogte.

Dankzij de generieke conclusies kunnen gebruikers van het handboek in vele gevallen uitvoerig analysewerk achterwege laten. De generieke resultaten zijn geschikt om een eerste inschatting te maken van de optredende risico's en te beoordelen of en voor welk doel een risicoanalyse nodig is. Indien gewenst kan een risicoanalyse uitgevoerd worden die gebruik maakt van specifieke windturbinegegevens in plaats van generieke data.

In hoofdstuk 3 zijn generieke afstanden afgeleid voor de ligging van de risicocontouren $PR = 10^{-5}$ per jaar en $PR = 10^{-6}$ per jaar. Voor het bepalen van de trefkans van objecten conform bijlage C moet eerst de kans dat het zwaartepunt van het afgebroken blad op een bepaalde plaats terecht komt, $p_{zwp}(x, y)$, worden berekend. Op basis van generieke parameters zijn in Hoofdstuk 3 de kansen berekend en grafisch weergegeven voor windturbines met een vermogen in de range van 1 MW tot 5 MW.

De conclusies worden kort samengevat in hoofdstuk 4.

2 TURBINEPARAMETERS ALS FUNCTIE VAN HET NOMINALE VERMOGEN

In Nederland worden drie *windklassen* onderscheiden. De hoofdparameters van de turbine zoals de diameter, ashoogte en rotortoerental zijn bij gelijkblijvend vermogen afhankelijk van de windklasse waarvoor de turbine is geoptimaliseerd. Het windklimaat in het binnenland is in overeenstemming met windklasse 3 (ook wel IEC klasse 3 genoemd). Het windklimaat op zee en op grote hoogte aan de kust komt overeen met windklasse 1 (IEC klasse 1). Turbines in het binnenland hebben over het algemeen een grotere diameter, een grotere ashoogte en een lager nominaal toerental. Voor het toepassen van generieke windturbinegegevens tijdens het uitvoeren van risicoanalyses zijn in deze bijlage turbines opgenomen die vallen in IEC klasse 1, 2, en 3.

Parameters van belang voor risicoanalyses zijn:

1. ashoogte
2. rotordiameter en lengte van het blad
3. nominaal toerental
4. ligging van het zwaartepunt van het blad
5. bladoppervlak.

Om de eerste drie parameters te bepalen zijn de kenmerken van 82 commercieel verkrijgbare driebladige turbines in de range van 1 MW tot 5 MW verzameld. Deze gegevens zijn weergegeven in Tabel 1. Veel windturbine modellen zijn verkrijgbaar met verschillende ashoogtes. Door de grote variatie in ashoogtes waarin een individueel windturbine model kan worden uitgevoerd is er voor gekozen om in Tabel 1 de minimale en maximale ashoogte waarin de turbine uitgevoerd kan worden weer te geven.

Tabel 1: Hoofdparameters van commercieel verkrijgbare driebladige turbines met een vermogen in de range tot 5000 kW

Turbine type	Vermogen [MW]	Diameter [m]	Toerental [RPM]	Masthoogte minimaal [m]	Masthoogte maximaal [m]
Leitwind LTW77-1000	1	77	18	65	
Fuhrlander FL 1250/62	1,25	62	18,9	50	70
Acciona AW-70/1500	1,5	70	20,2	60	80
Acciona AW-77/1500	1,5	77	18,3	60	80
Acciona AW-82/1500	1,5	82	16,7	60	80
Fuhrlander FL 1500/70	1,5	70	22	65	100
Fuhrlander FL 1500/77	1,5	77	19	65	100
Fuhrlander FL MD/70	1,5	70	21	65	114,5
Fuhrlander FL MD/77	1,5	77	19	61,5	114,5
Leitwind LTW77-1500	1,5	76,8	17,8	61,5	80

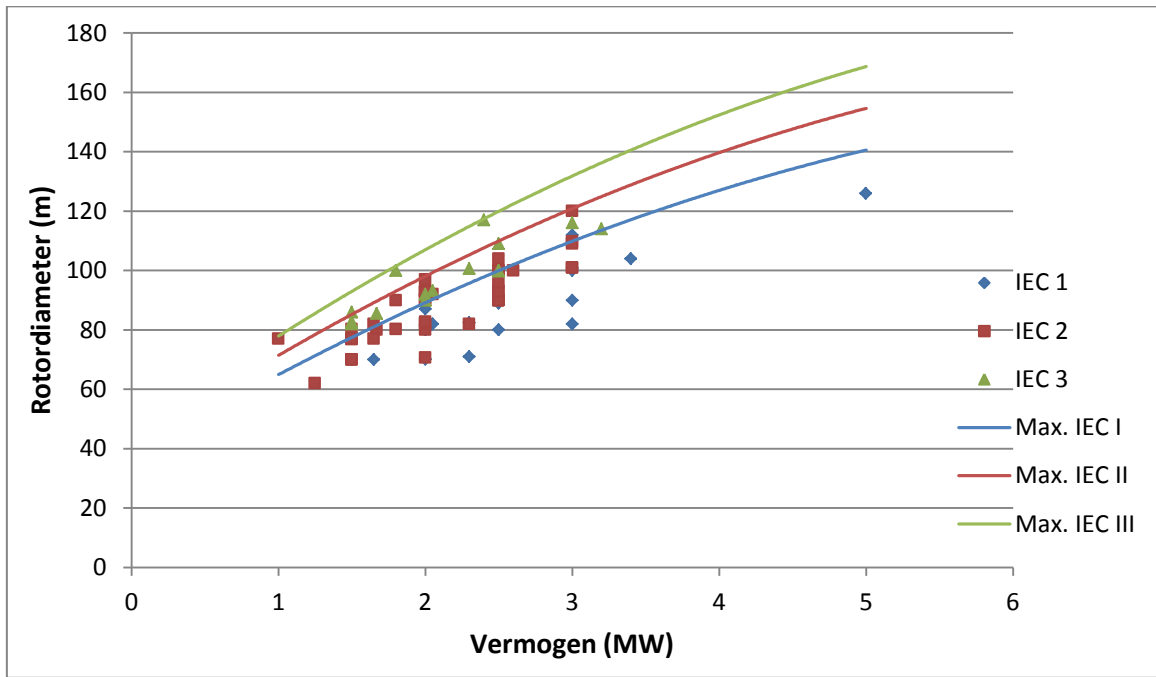
Leitwind LTW80-1500	1,5	80,3	17,8	60	100
Leitwind LTW86-1500	1,5	86	15,8	80	100
STX Windpower STX82 1.5 MW	1,5	82,7	17	65	101
Vensys 70	1,5	70	19	65	85
Vensys 77	1,5	77	17,3	61,5	100
Vensys 82	1,5	82,3	17,3	85	100
M Torres MT TWT 70/1650	1,65	70	17	71	
M Torres MT TWT 77/1650	1,65	77	20	71	81
M Torres MT TWT 82/1650	1,65	82	18	71	81
Alstom Power 80	1,67	80	18,4	80	
Alstom Power 86	1,67	85,5	17,21	80	
Leitwind LTW80-1800	1,8	80,3	17,8	60	80
Repower MM100	1,8	100	13,9	80	100
Vestas V90/1800	1,8	90	14,5	80	105
Dewind D8.2	2	80	18,6	80	
Dewind D9	2	93	16	80	100
Dewind D9.1	2	93	16	80	100
Dewind D9.2	2	93	16,3	80	100
Enercon E82/2000	2	82	18	78	138
EWT Directwind 2000/90	2	90,5	15,75	85	105
Gamesa G80/2000	2	80	19	60	100
Gamesa G87/2000	2	87	19	67	100
Gamesa G90/2000	2	90	19	67	100
Gamesa G97/2000	2	97	17,8	78	120
Leitwind LTW70-2000	2	70	20,8	60	
STX Windpower STX72	2	70	22,5	65	100
STX Windpower STX82 2.0	2	83	18,5	80	88
STX Windpower STX92 2.0	2	92	16,5	60	88
Vestas V80/2000	2	80	16,7	60	100
Vestas V90/2000	2	90	14,5	80	125
Eviag ev2.93	2,05	93	17,7	85	140
Repower MM82/2050	2,05	82	17,1	59	100
Repower MM92/2050	2,05	92	15	68,5	100
Avantis AV 1010	2,3	101	14,3	99	
Enercon E70/2300	2,3	71	21,5	57	113
Enercon E82/2300	2,3	82	18	78	138
Siemens SWT-2.3-82 VS	2,3	82	18	80	
Siemens SWT-2.3-93	2,3	93	16	63,3	78,3
Siemens SWT-2.3-101	2,3	101	16	73,5	78,3
Siemens SWT-2.3-108	2,3	108	16	96	115
Siemens SWT-3.0-101	3	101	16	74,5	99,5
Siemens SWT-3.2-101	3,2	101	16	74,5	94
Siemens SWT-3.0-108	3	108	16	74,5	94
Siemens SWT-3.2-108	3,2	108	15,5	74,5	94
Siemens SWT-3.0-113	3	113	14,3	83,5	142,5

Siemens SWT-3.2-113	3,2	113	14,4	83,5	142,5
Siemens SWT-3.3-130	3,3	130	12,2	85	150
Siemens SWT-3.6-120	3,6	120	13,4	89,5	
Siemens SWT-4.0-130	4	130	13,4	100	
Nordex N117/2400	2,4	117	13,2	91	140
Avantis AV 928	2,5	93	16	80	
Clipper Liberty C89	2,5	89	15,5	80	
Clipper Liberty C93	2,5	93	15,5	80	
Clipper Liberty C96	2,5	96	15,5	80	
Eviag ev100	2,5	100	16,5	85	100
Eviag ev90	2,5	90	18,1	85	160
Fuhrlander FL 2500/100	2,5	100	17,1	85	160
Fuhrlander FL 2500/104	2,5	104	17,1	85	161
Fuhrlander FL 2500/90	2,5	90	18,1	85	160
M Torres MT TWT 100/2500	2,5	100	17	103	
M Torres MT TWT 109/2500	2,5	109	17	103	
M Torres MT TWT 90/2500	2,5	90	17	103	
Nordex N100/2500	2,5	100	14,8	75	100
Nordex N80/2500	2,5	80	18,9	60	
Nordex N90/2500	2,5	90	18,1	65	80
PowerWind 100	2,5	100	14	80	100
PowerWind 90	2,5	90	15,5	80	98
Vensys 100	2,5	100	14,5	100	
Vensys 90	2,5	90	16	80	
Vestas V100/2600	2,6	100	13,4	80	
Acciona AW3000-100	3	100	14,2	100	120
Acciona AW3000-109	3	109	13,2	100	120
Acciona AW3000-116	3	116	12,3	100	120
Alstom Power 100	3	101	14,2	75	100
Alstom Power 110	3	110	13,6	75	101
Enercon E101/3000	3	101	14,5	99	135
Enercon E82/3000	3	82	18,5	78	138
Fuhrlander FL 3000/120	3	120	14,8	90	140
Leitwind LTW101-3000	3	101	14,5	97	
Vestas V112/3000	3	112	12,8	84	94
Vestas V90/3000	3	90	16,1	65	80
Repower 3.2M114	3,2	114	12,1	93	123
Repower 3.4M104	3,4	104	13,8	90	128
Repower 5M	5	126	12,1	117	

In

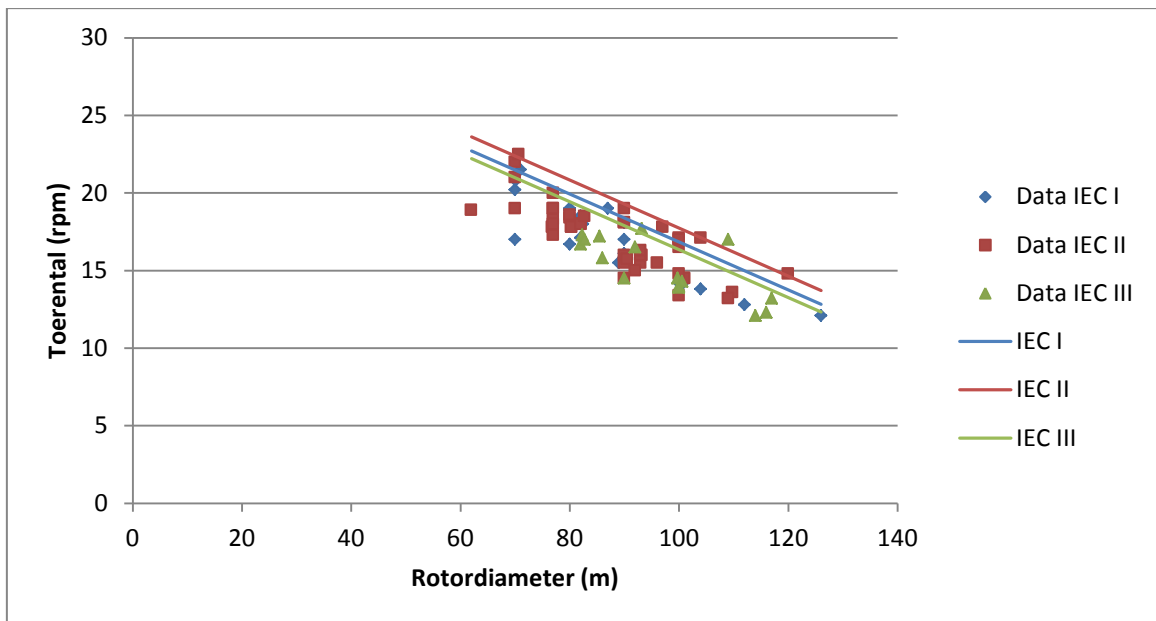
Figuur 1 is de rotordiameter weergegeven als functie van het nominaal vermogen. De datapunten zijn de turbine specifieke gegevens zoals deze in Tabel 1 staan beschreven. Naast de turbine specifieke data zijn er 3 functies weergegeven in

Figuur 1. Deze functies geven de maximale waarden weer van de rotordiameter van turbine met een IEC 1, 2 en 3 klasse. Deze functies zijn bepaald door gebruik te maken van vergelijking 2.1 en de constante waarden zoals weergegeven in Tabel 2.

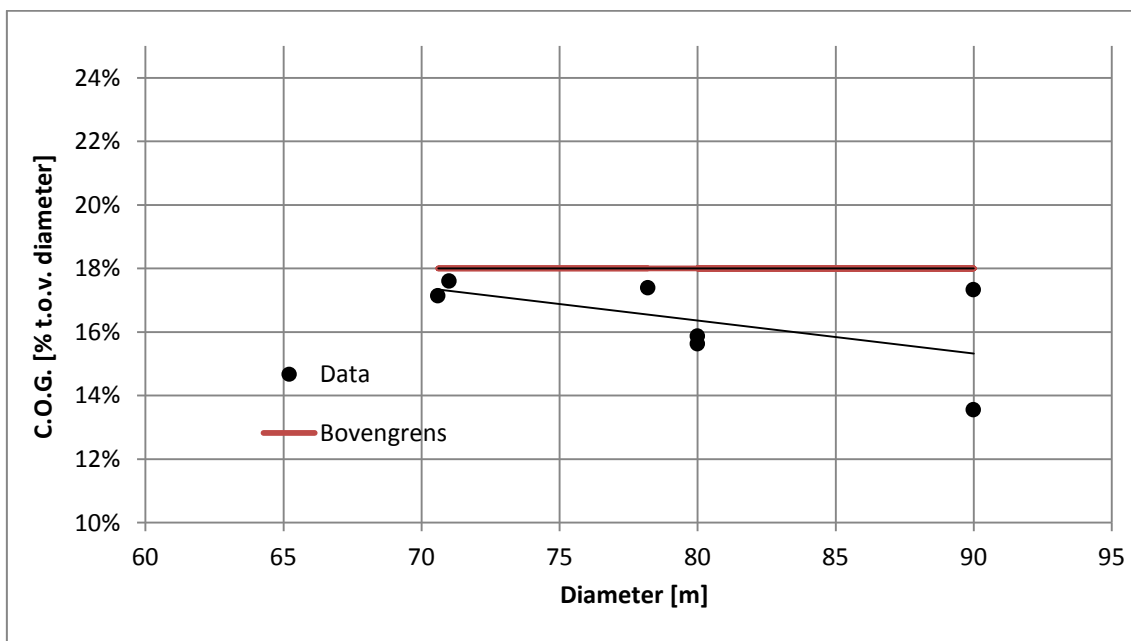


Figuur 1: Diameter als functie van het nominaal vermogen

In **Figuur 2** is het toerental als functie van de rotordiameter weergegeven. De datapunten zijn de turbine specifieke gegevens zoals deze in Tabel 1 zijn beschreven. Naast de turbine specifieke data zijn er 3 functies weergegeven in **Figuur 2**. Deze functies geven de maximale waarden weer van de rotordiameter van turbine met een IEC 1, 2 en 3 klasse. Deze functies zijn bepaald door gebruik te maken van vgl. 2.2 en de constante waarden zoals weergegeven in **Tabel 2**.



Figuur 2: Toerental als functie van rotordiameter

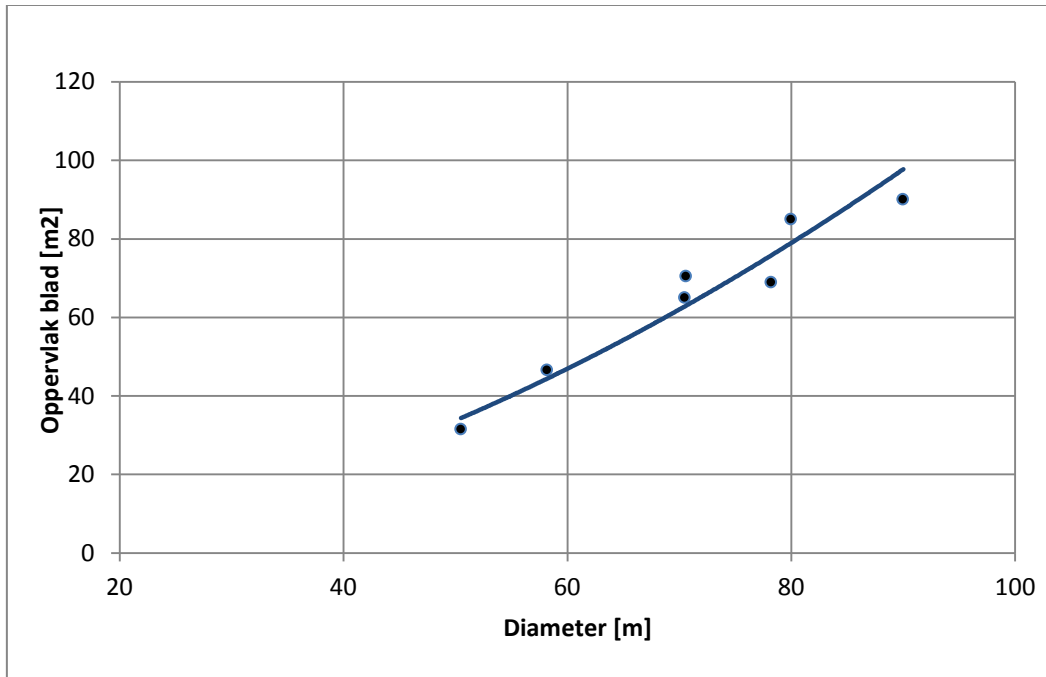


Figuur 3: Ligging van het zwaartepunt van een rotorblad als functie van de diameter

Voor de parameters zwaartepunt van het blad en bladoppervlak van het blad zijn de kenmerken van een aantal turbinebladen geanalyseerd.

De ligging van het zwaartepunt is in **Figuur 3** gegeven als functie van de diameter. Het blijkt dat bij met name de grotere turbines de ligging van het zwaartepunt een grote spreiding vertoont. Als conservatieve waarde wordt de getoonde bovengrens van 18% van de rotordiameter aangehouden. Deze waarde is weergegeven met vgl. 2.3 en de constante uit **Tabel 2**.

Het oppervlak van het blad is in **Figuur 4** gegeven als functie van de diameter. Deze gegevens zijn gefit met vgl. 2.4. De lengte van het blad kan worden berekend met vgl. 2.5.



Figuur 4: Bladoppervlak als functie van de diameter

De vergelijkingen van boven beschreven parameters zijn gegeven in vgl. 2.1 t/m 2.5. De bijbehorende constanten zijn gegeven in **Tabel 2**.

$$\text{Diameter [m]} \quad D = c_1 \cdot \sqrt{P_{\text{nom}}} \quad (2.1)$$

$$\text{Nominaal Toerental [rpm]} \quad n = \frac{c_2}{D} + c_3 \quad (2.2)$$

$$\text{Zwaartepunt t.o.v. rotorcentrum [m]} \quad r_{zw} = c_4 \cdot D \quad (2.3)$$

$$\text{Kritiek bladoppervlak}^1 \text{ [m}^2\text{]} \quad A_c = 1,1 \cdot c_5 \cdot D^{c_6} \quad (2.4)$$

$$\text{Lengte blad [m]} \quad L_b = \frac{D}{2} - c_7 \cdot D \quad (2.5)$$

Tabel 2: Constanten voor de vgl. 2.1 t/m 2.5 per IEC klasse

Constante	IEC-3	IEC-2	IEC-1
c_1	2,4	2,2	2
c_2	1250	1250	1250
c_3	3,7	5,1	4,2

C ₄	0,18	0,18	0,18
C ₅	0,029	0,029	0,029
C ₆	1,81	1,81	1,81
C ₇	0,0132	0,0132	0,0132

3 GENERIEKE RISICOCONTOUREN

Met de in hoofdstuk 2 berekende generieke windturbinegegevens en op basis van de faalgegevens in bijlage A, de rekenmethodiek in Bijlage C (kogelbaanmodel), en de van toepassing zijnde risicocriteria in bijlage D zijn in dit hoofdstuk een aantal generieke resultaten en conclusies uitgewerkt. Het gaat om:

- ligging van de risicocontouren $PR = 10^{-5}$ per jaar en $PR = 10^{-6}$ per jaar als functie van het turbinevermogen tengevolge van bladbreuk, mastbreuk en afvallen van gondel of rotor
- risicocontouren tijdens tipbreuk en ijsafwerping.

Voor het bepalen van generieke conclusies en resultaten zijn een aantal case studies uitgevoerd waarvan hier de uitgangspunten en resultaten zijn gepresenteerd.

Het gaat uitsluitend om 3-bladige turbines, geoptimaliseerd voor IEC klasse 1 en voor IEC klasse 2, met bladhoekverstelling (dus zonder remtippen), in de vermogensklasse van 1000 kW tot 5000 kW. De hoofdkenmerken zijn afgeleid uit de vergelijkingen 2.1 t/m 2.5 en gegeven in **Tabel 3** voor IEC klasse 1 turbines en in **Tabel 4** voor IEC klasse 2 turbines.

Tabel 3: Hoofdkenmerken van generieke turbines (IEC klasse 1)

Turbine type	WT1000	WT2000	WT3000	WT4000	WT5000
Vermogen [kW]	1000	2000	3000	4000	5000
Diameter [m]	63	89	110	126	141
Afstand zwaartepunt afgebroken bladdeel tot rotor centrum [m]	11,4	16,1	19,7	22,8	25,5
Nominaal toerental	24,0	18,2	15,6	14,1	13,0
Lengte afgebroken bladdeel [m]	30,8	43,5	53,3	61,6	68,8
Kritiek oppervlak afgebroken bladdeel [m ²]	58	109	157	203	249

Tabel 4: Hoofdkenmerken van generieke turbines (IEC klasse 2)

Turbine type	WT1000	WT2000	WT3000	WT4000	WT5000
Vermogen [kW]	1000	2000	3000	4000	5000
Diameter [m]	70	98	120	139	156
Afstand zwaartepunt afgebroken bladdeel tot rotor centrum [m]	12,5	17,7	21,7	25,0	28,0
Nominaal toerental	23,1	17,8	15,5	14,1	13,1
Lengte afgebroken bladdeel [m]	33,9	47,9	58,7	67,7	75,7
Kritiek oppervlak afgebroken bladdeel [m ²]	69	129	186	242	296

In de analyses zijn de scenario's en faalkansen meegenomen zoals gegeven in Tabel 5 (afgeleid uit Bijlage A).

Tabel 5: Scenario's en faalfrequenties voor generieke turbines

Scenario	Faalfrequentie per turbine per jaar
Bladbreuk Breuk van geheel blad, onder te verdelen in de volgende scenario's:)	$8,4 \cdot 10^{-4}$
<i>Bladbreuk bij nominaal bedrijf</i>	$8,4 \cdot 10^{-4}$
<i>Bladbreuk bij overtoeren (2 keer nominaal toerental)</i>	$5,0 \cdot 10^{-6}$
Mastbreuk Omvallen van de turbine door mastbreuk, onder te verdelen in de volgende scenario's:	$1,3 \cdot 10^{-4}$
Naar beneden vallen van hele gondel en/of rotor	$4,0 \cdot 10^{-5}$

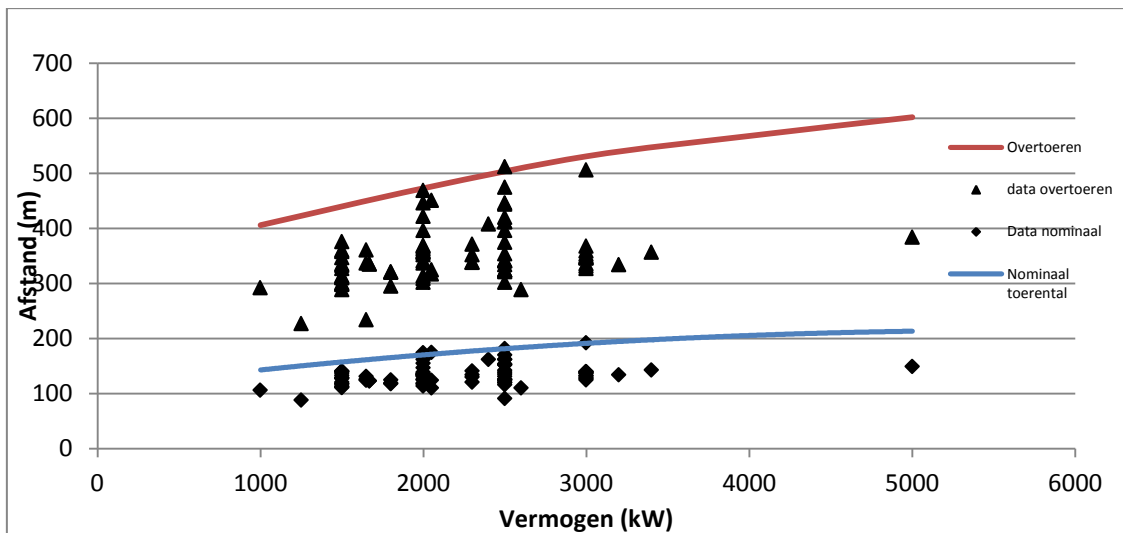
Allereerst zijn de maximale werpafstanden bij bladbreuk berekend. De resultaten voor IEC klasse 1 windturbines zijn weergegeven in Tabel 6 en **Figuur 5**. Voor IEC 2 klasse turbines zijn de maximale werpafstanden weergegeven in Tabel 7 en **Figuur 6**. In zowel **Figuur 5** als **Figuur 6** zijn ook de maximale werpafstanden van bladen van de turbines uit Tabel 1 weergegeven. Door de conservatieve benadering van de generieke turbinegegevens liggen de turbine specifiek werpafstanden lager dan de generieke werpafstanden uit Tabel 6 en Tabel 7.

Tabel 6: Maximale werpafstanden [m] van bladen, per vermogensklasse (IEC klasse 1)

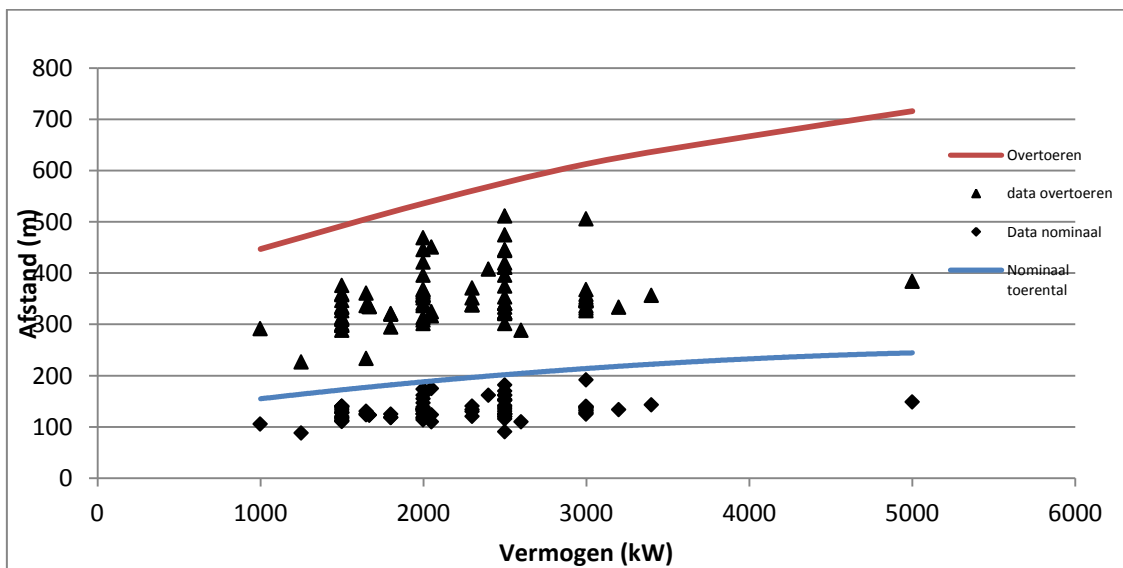
Turbine type	WT1000		WT2000		WT3000		WT4000		WT5000	
Vermogen [kW]	1000		2000		3000		4000		5000	
Ashoogte [m]	60	80	80	100	90	120	90	120	100	120
Max Werpafstand [m]										
Nominaal	131	143	158	170	176	193	186	204	202	214
Overtoeren 2*nominaal	389	406	457	473	507	531	543	568	585	602

Tabel 7: Maximale werpafstanden [m] van bladen, per vermogensklasse (IEC klasse 2)

Turbine type	WT1000		WT2000		WT3000		WT4000		WT5000	
Vermogen [kW]	1000		2000		3000		4000		5000	
Ashoogte [m]	60	80	80	100	90	120	90	120	100	120
Max Werpafstand [m]										
Nominaal	142	155	175	187	198	216	213	231	233	245
Overtoeren 2*nominaal	430	447	519	536	588	613	641	667	699	716



Figuur 5: Maximale werpafstanden van bladen, per vermogensklasse (IEC I)



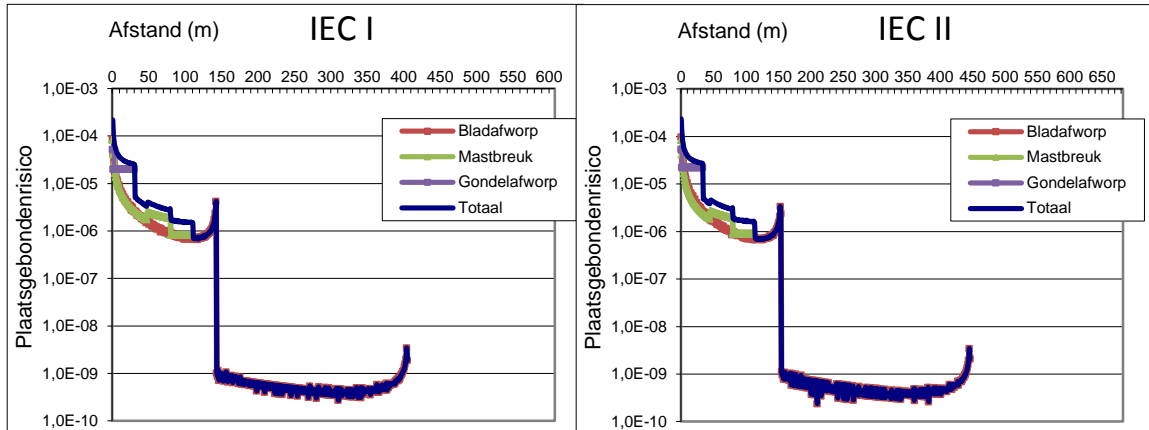
Figuur 6: Maximale werpafstanden van bladen, per vermogensklasse (IEC II)

Het risico van mastbreuk voor de omgeving beperkt zich tot een afstand die gelijk is aan de ashoogte plus de halve rotordiameter. Voor het naar beneden vallen van de gondel of rotor is deze afstand gelijk aan de halve diameter. Aanvullende turbinekenmerken voor het berekenen van het PR bij mastbreuk zijn gegeven in **Tabel 8**

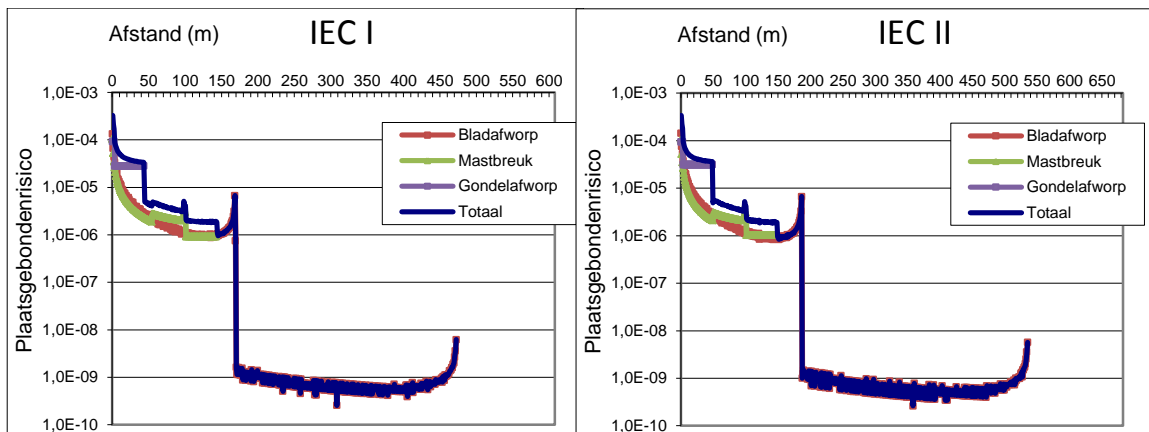
Tabel 8: Aanvullende generieke turbinekenmerken voor berekenen van het PR t.g.v. mastbreuk en gondelafwerp

Turbine type	WT1000	WT2000	WT3000	WT4000	WT5000
Vermogen [kW]	1000	2000	3000	4000	5000
diameter toren [m]	4	5	5	7,5	10
Max lengte gondel [m]	5	10	15	17	18
Hoogte gondel [m]	2	4	5	5	6
solidity	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

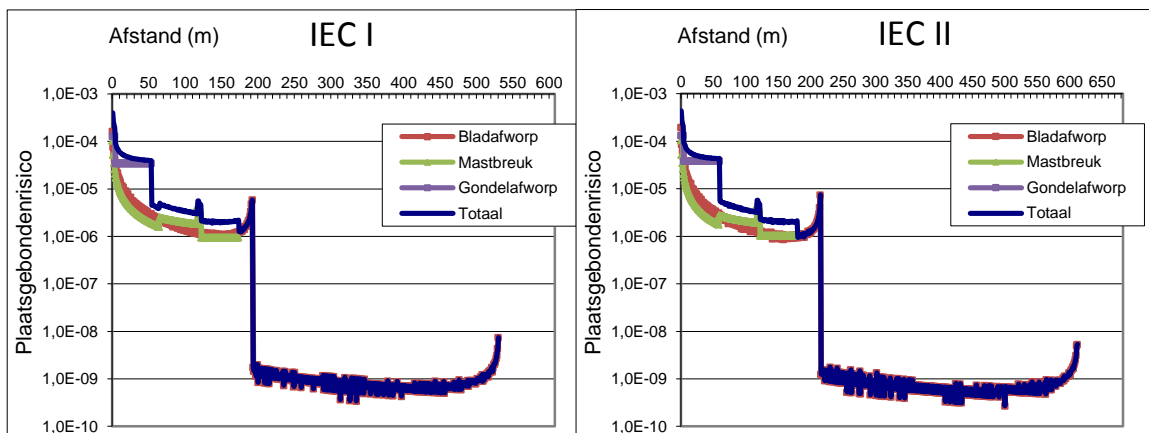
Op basis van de generieke gegevens van windturbines met een vermogen van 1000 kW, 2000 kW, 3000 kW, 4000 kW en 5000 kW en de faalfrequenties uit Tabel 5, is het PR berekend als functie van de afstand tot de turbine. Beschouwd zijn het falen van de bladen, de mast en de gondel of rotor afzonderlijk en het totale PR van deze drie faalmechanismen gezamenlijk. De resultaten zijn weergegeven voor zowel IEC klasse 1 als klasse 2 turbines in de **Figuur 7** t/m **Figuur 11**.



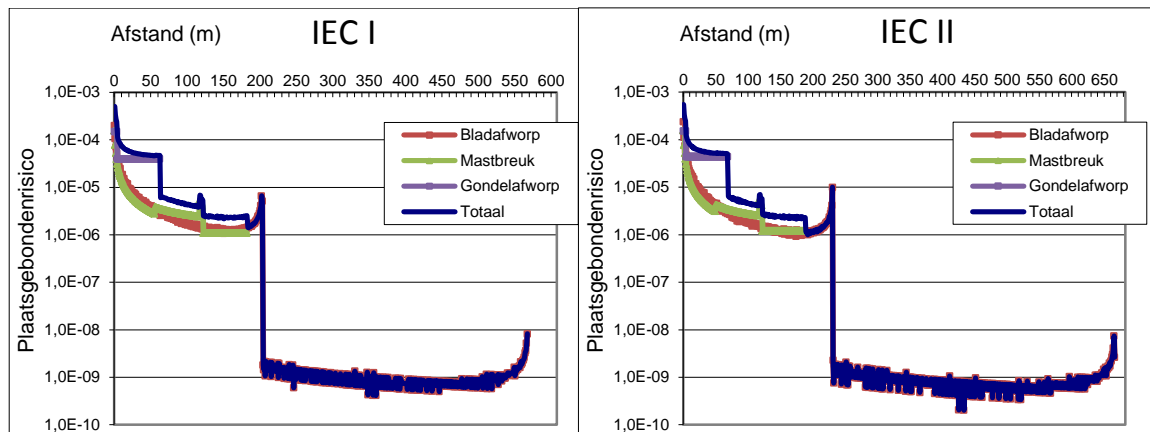
Figuur 7: PR als functie van de afstand tot de windturbine (1000 kW)



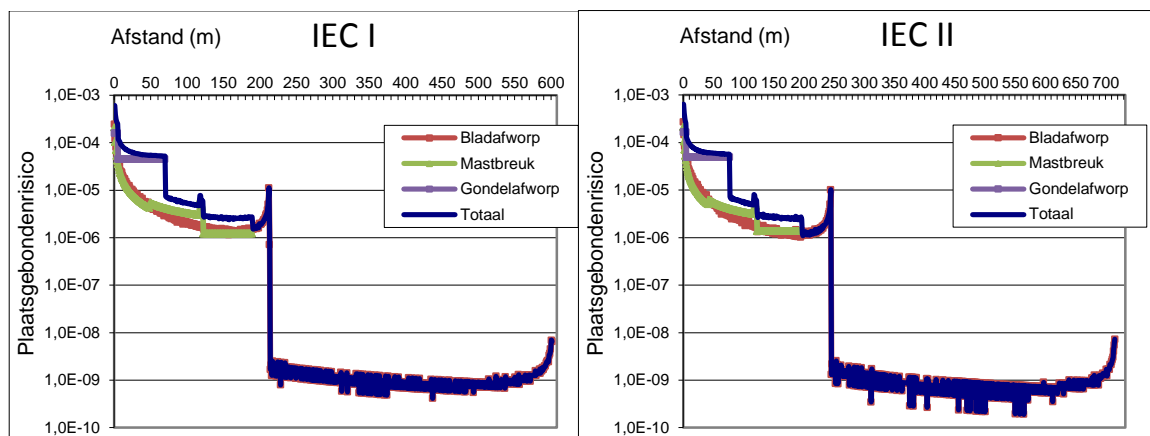
Figuur 8: PR als functie van de afstand tot de windturbine (2000 kW)



Figuur 9: PR als functie van de afstand tot de windturbine (3000 kW)



Figuur 10: PR als functie van de afstand tot de windturbine (4000 kW)



Figuur 11: PR als functie van de afstand tot de windturbine (5000 kW)

Zoals in Bijlage C is uiteengezet treden scherpe pieken op bij de maximale werpafstanden voor de gebeurtenissen ‘normaal bedrijf’ en ‘overtoeeren’. Deze zijn een gevolg van het gebruikte rekenmodel. Bij het kogelbaanmodel wordt er van uitgegaan dat het toerental voor de gebeurtenissen waarbij bladbreuk optreedt een constante waarde is. In werkelijkheid zal het toerental niet constant zijn, maar variëren met als gevolg dat de pieken zullen afvlakken.

Als generiek uitgangspunt voor een risicoanalyse kan worden gesteld dat de afstand van de PR = 10^{-6} contour tot de turbine gelijk is aan het maximum van ashoogte plus halve rotordiameter en de maximale werpafstand bij ‘normaal bedrijf’.

Verder blijkt dat de afstand van de PR = 10^{-5} contour tot de turbine gelijk is aan de halve rotordiameter.

De volgende generieke conclusies kunnen worden getrokken:

- 1 de PR = 10^{-6} contour is gelijk aan het maximum van *ashoogte plus halve rotordiameter* en *maximale werpafstand bij nominaal rotortoerental*
- 2 de PR = 10^{-5} contour is gelijk aan de halve rotordiameter

De waarden voor de verschillende vermogensklassen zijn gegeven in Tabel 9. Merk op dat deze generieke conclusies geldig zijn voor:

- driebladige turbines met een maximaal vermogen van 5000 kW
- met stalen mast
- met kunststof bladen (geen stalen bladwortel)
- gecertificeerde turbines.

Tabel 9: Afstand [m] tussen de contouren voor PR = 10⁻⁶ per jaar en PR = 10⁻⁵ per jaar en de windturbine voor verschillende vermogensklassen

IEC 1

Turbine type	WT1000		WT2000		WT3000		WT4000		WT5000	
Vermogen [kW]	1000		2000		3000		4000		5000	
Ashoogte [m]	60	80	80	100	90	120	90	120	100	120
PR = 10 ⁻⁶	131	143	158	170	176	193	186	204	202	214
PR = 10 ⁻⁵	32	32	45	45	55	55	63	63	71	71

IEC 2

Turbine type	WT1000		WT2000		WT3000		WT4000		WT5000	
Vermogen [kW]	1000		2000		3000		4000		5000	
Ashoogte [m]	60	80	80	100	90	120	90	120	100	120
PR = 10 ⁻⁶	142	155	175	187	198	216	213	231	233	245
PR = 10 ⁻⁵	35	35	49	49	60	60	70	70	78	78

4 CONCLUSIES

De volgende generieke conclusies kunnen worden getrokken:

- de $PR = 10^{-6}$ contour is gelijk aan het maximum van *ashoogte plus halve rotordiameter* en *maximale werpafstand bij nominaal rotortoerental*
- de $PR = 10^{-5}$ contour is gelijk aan de halve rotordiameter.

De generieke windturbinegegevens zijn op conservatieve wijze bepaald, zodat er wezenlijke verschillen mogelijk zijn met een bepaald type windturbine uit dezelfde vermogensklasse. Er wordt dan ook aanbevolen om een risicoanalyse ten behoeve van de vergunningsaanvraag te baseren op specifieke windturbinegegevens in plaats van generieke data. De generieke resultaten zijn met name geschikt om een eerste inschatting te maken ten aanzien van de optredende risico's en zodoende te beoordelen of en voor welk doel een risicoanalyse nodig is.