

7 Module IV

7.1 Inleiding

7.1.1 *Welke personen en objecten lopen gevaar?*

De activiteiten en objecten in de nabijheid van windturbines moeten in kaart worden gebracht. In principe worden alle activiteiten en objecten beschouwd die mogelijk door een afbrekend onderdeel getroffen kunnen worden. De maximale afstand die door een afbrekend rotorblad tijdens overtoeren situatie overbrugd kan worden, wordt de maximale werpafstand genoemd. Bevindt er zich geen object of activiteit binnen de berekende maximale werpafstand, dan is het verder uitvoeren van een risicoanalyse niet noodzakelijk.

De maximale werpafstand is afhankelijk van het type turbine en wordt onder andere bepaald door de diameter van de turbine, het rotortoerental en de ashoogte. Als richtlijn kunnen vuistregels (zie paragraaf 7.7.4) worden gebruikt. De werpafstanden kunnen ook berekend worden zoals beschreven in Hoofdstuk 2 van Module IV.

Wanneer een object of activiteit zich wel binnen de maximale werpafstand bevindt, kan het risico voor personen of objecten worden bepaald. Het uitdrukken van risico's voor personen gebeurt door het aangeven van de kans op overlijden ten gevolge van het falen van een windturbine. De trefkans voor objecten wordt per object bepaald. Voor een overzicht van overige wet- en regelgeving en beleid met betrekking tot windturbines voor de omgeving zie [25].

7.2 Bladbreek

In Module IV zijn het ballistisch model zonder luchtkrachten en het ballistisch model met luchtkrachten beschreven. Ballistisch model met luchtkrachten gecombineerd met zweefvlucht [26] wordt niet beschreven. Bij dit model wordt de vlucht van het afgebroken blad(deel) in eerste instantie beschreven met bovenstaand ballistisch model met luchtkrachten, waarbij na verloop van tijd het blad in een stabiele zweefvlucht terechtkomt, waarbij de liftkrachten bepalend zijn en niet de luchtkrachten. In de referentie [26] is uiteengezet onder welke condities de overgang naar een zweefvlucht mogelijk is en het blijkt dat de kans hierop zeer klein is, vandaar dat dit model verder niet beschouwd zal worden.

7.2.1 *Werpmodellen*

Liftkrachten

Ten gevolge van de aerodynamische lift ondervindt het blad een kracht loodrecht op zijn oppervlak. Direct na breek zal het blad in het vlak van de rotor wegvliegen, waarbij het zal roteren om zijn zwaartepunt.

Tijdens dit tuimelen, kan de gemiddelde waarde van de lift worden verwaarloosd [27].

Liftkrachten zijn wel van belang als het blad gaat zweven. Echter, bij de huidige kunststof bladen ligt het zwaartepunt op circa 1/3 van de bladlengte, waardoor het onwaarschijnlijk is dat een blad vanuit tuimelen overgaat in zweven, omdat dit een instabiele toestand is [26].

Bij beide modellen wordt dus verondersteld dat door de ligging van het zwaartepunt het blad tot inslag zal blijven tuimelen en dat de liftkrachten kunnen worden verwaarloosd.

Weerstandskrachten in rotorvlak

De luchtkrachten in het rotorvlak hebben tot gevolg dat de werpafstand volgens de kogelbaanberekeningen wordt beperkt. Verwaarlozing van deze weerstandskracht levert dus een conservatieve werpafstand op bij het kogelbaanmodel. De weerstandskracht is evenredig met het kwadraat van de relatieve snelheid van het blad ten opzichte van de lucht, zodat bij een overtoerensituatie de invloed van de luchtkrachten erg groot kan worden.

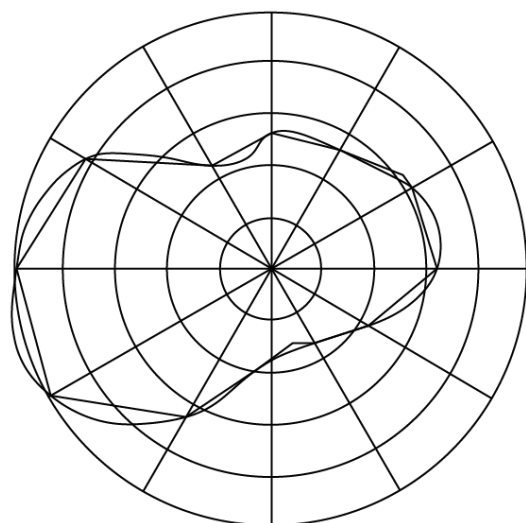
Weerstandskrachten loodrecht op rotorvlak

De luchtkracht loodrecht op het rotorvlak zal er voor zorgen dat het blad naar achteren wordt verplaatst. Dit aspect is alleen van belang als de invloed van de windrichting en windsnelheid in beschouwing wordt genomen, zoals bij het ballistisch model met luchtkrachten. Bij het kogelbaanmodel wordt dus impliciet aangenomen dat de invloed van de windrichting is te verwaarlozen. Daarnaast wordt voor de positie van de rotor aangenomen dat deze uniform verdeeld is. Deze aanname is gerechtvaardigd voor locaties waar de windrichtingverdeling vergelijkbaar is met die van Nederland. Voor locaties waar een bepaalde windrichting dominant is, zoals bij passaatwinden, is het wel van belang de windroos in de berekening mee te nemen.

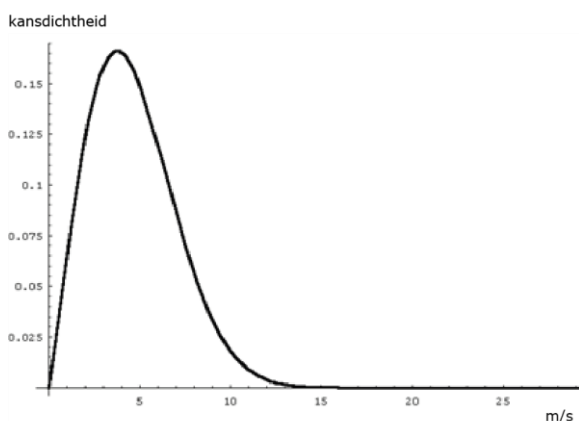
7.2.1.1 Ballistisch model met luchtkrachten

7.2.1.1.1 Verdelingsfuncties

De windrichtingverdeling en windsnelheidsverdeling zijn voor een groot aantal plaatsen in Nederland bekend [28] of te berekenen [29]. In onderstaande figuren is een voorbeeld van beide verdelingen gegeven voor de locatie Vlissingen.



Figuur 7.1: Relatieve windrichtingverdeling Vlissingen [28].



Figuur 7.2: Windsnelheidsverdeling (noord), Vlissingen [28]

7.2.2 Ongevallenscenario's

Om de kans op bladbreuk te kunnen specificeren moeten eerst alle scenario's en initiërende gebeurtenissen worden bepaald die kunnen leiden tot ongewenste situaties. Voor een specifieke turbine kan dit worden gedaan door een systeemanalyse. Hiermee wordt geanalyseerd wat de kans is dat een remsysteem faalt, dat een bladverstelsysteem faalt, dat een blad breekt onder bepaalde condities, etc. uitgaande van de faalfrequenties van de afzonderlijke componenten. In het algemeen is dit een arbeidsintensief proces en het is niet gebruikelijk dit speciaal t.b.v. een risicoanalyse voor bladbreuk te doen.

Op basis van gepubliceerde gegevens (zoals de Windkraft journals en gegevens van fabrikanten) en eerder uitgevoerde studies kunnen de risicoanalyses worden gebaseerd op bladbreuk bij normaal bedrijf, bladbreuk bij mechanisch remmen en bladbreuk bij overtoeren. Mechanisch remmen komt bij moderne windturbines niet meer voor. Er is hierdoor geen onderscheid meer te maken tussen bladbreuk bij normaal bedrijf of tijdens

mechanisch remmen. DNV KEMA onderscheidt daarom slechts twee categorieën: bladbreuk bij normaal bedrijf en bladbreuk tijdens overtoeren. Bij de nieuwste windturbines komt ook bladbreuk tijdens overtoeren niet meer voor. De faalfrequentie van bladbreuk door overtoeren is statistisch zeer klein (zie paragraaf 7.6).

7.2.3 Trefkansberekeningen

7.2.4 Wegen

7.2.4.1 Infrastructuur

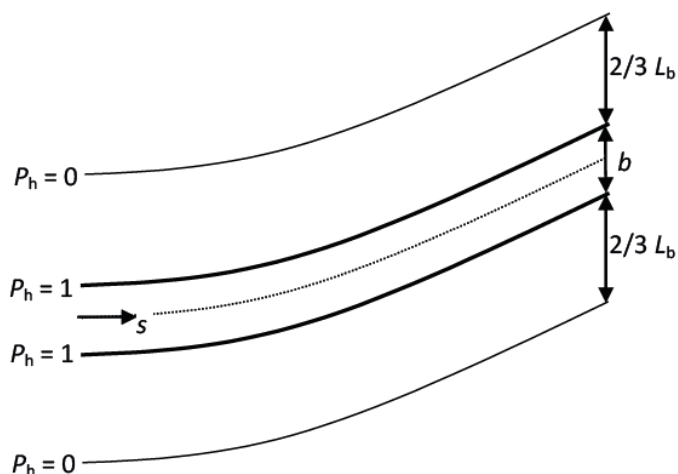
De kans dat een weg met breedte b wordt getroffen door een afgebroken blad is (zie Figuur 7.3):

$$p_w = F_a \int_s p_{ZWP_T}(s) ds \quad (7.1)$$

Waarbij s de contour langs de weg weergeeft en:

$$F_a = \left(b + \frac{2}{3} L_b \right) \quad (7.2)$$

Een factor is die de effectieve breedte van de weg verdisconteert.



Figuur 7.3: Overzicht parameters infrastructuur.

7.2.4.2 Passanten

De kans dat een passerende auto, trein of schip wordt geraakt kan uit vergelijking (7.1) worden afgeleid door de factor F_a te baseren op de breedte van het passerende object en tevens de verblijfstijd van het passerende object in rekening te brengen:

$$F_a = \frac{L_0}{v_0} \frac{1}{365 \cdot 24 \cdot 3600} \left(1,5 \cdot b_0 + \frac{2}{3} L_b \right) \quad (7.3)$$

Met

L_0 : lengte van het passerende object [m]
 v_0 : snelheid van het passerende object [m/s]
 b_0 : breedte van het passerende object [m].

De factor 1,5 in bovenstaande vergelijking is weer de schaduwfactor, waarmee in rekening wordt gebracht dat de passerende objecten een bepaalde hoogte hebben.

De lengte van het passerende object (trein, auto of schip) is de som van de echte lengte van het object vermeerderd met de remweg.

Bij berekening van het individueel passantenrisico en het maatschappelijk risico volgens de richtlijnen van ProRail en RWS [30] dient ook een persoon te worden beschouwd die onbeschermd voorbij komt. Op basis van vergelijking (7.1) en vergelijking (2.18) uit Module IV, kan dus worden afgeleid dat de kans dat een passerend individu wordt geraakt, kan worden berekend met:

$$F_a = \frac{1}{v_0} \frac{1}{365 \cdot 24 \cdot 3600} 1,5 \cdot A_c \quad (7.4)$$

Met

v_0 : snelheid van de passant [m/s]
 A_c : kritiek oppervlak van het afgebroken blad [m²].

7.3 Mastbreuk

7.3.1 Trefkansberekeningen

7.3.2 Infrastructuur

Passanten

De kans dat een passerende auto, trein of schip wordt geraakt, kan worden afgeleid door de trefkans te vermenigvuldigen met de verblijfsfactor:

$$\tau = \frac{L_0}{v_0} \frac{1}{365 \cdot 24 \cdot 3600} \quad (7.5)$$

Met:

L_0 : lengte van het passerende object [m]
 v_0 : snelheid van het passerende object [m/s]

De lengte van het passerende object (trein, auto of schip) is de som van de echte lengte van het object vermeerderd met de remweg.

Bij berekening van het individueel passanten risico en het maatschappelijk risico volgens de richtlijnen van ProRail en RWS [30] dient ook een persoon te worden beschouwd die onbeschermd voorbij komt. De kans dat een passant wordt getroffen kan worden berekend door de trefkans uit vergelijking (7.5) te vermenigvuldigen met de verblijfsfactor:

$$\tau = \frac{0,3}{v_0} \frac{1}{365 \cdot 24 \cdot 3600} \quad (7.6)$$

Met:

v_0 : snelheid van passant [m/s]

7.4 Incidenten binnen de rotordiameter

7.4.1 IJsafwerping

Uit ervaring is bekend dat in Nederland ijsafzetting op de bladen meestal ontstaat tijdens stilstand van de turbine. Bij kans op ijsvorming worden de turbines automatisch stilgezet (beveiliging), tot de oorzaak van het buiten werking stellen is opgeheven. Observaties van dit fenomeen hebben laten zien dat bij een kleine beweging of doorbuiging van het blad, wat al optreedt bij zeer geringe windsnelheid, het ijs in grote brokken naar beneden valt en dat langwerpige platen ijs in een strook onder het rotorvlak terecht komen. De brokken hebben een oppervlak dat kleiner is dan het blad zelf en een dikte van enkele millimeters tot een centimeter. Door het "dwarrelen" van de brokken ijs kunnen deze, afhankelijk van de hoogte van de windturbine in een strook van enkele tientallen meters breed terecht komen. Bij een turbine met een masthoogte van circa 65 m is waargenomen dat de stukken ijs op 10 - 15 m van het rotorvlak terecht kwamen.

Indien het gebied onder de rotor vrij toegankelijk is zal het aspect van afvallend ijs in de risicobeoordeling meegenomen moeten worden. De impact op een object is vergelijkbaar met die van brokken ijs die bijvoorbeeld van een vrachtwagen afwaaien en een achteropkomende auto treffen; meestal is de achteropkomende auto niet beschadigd. Onbeschermden personen kunnen mogelijk gewond raken. Het aantal keren per jaar dat ijs aangroeit aan een blad is sterk afhankelijk van de lokale omstandigheden. Volgens schattingen van de opstellers van het handboek (2005) [31] komt de situatie in Nederland maximaal twee keer per jaar voor. Indien nodig of gewenst kan dit risico worden vermeden door bij ijsafzetting de turbine zodanig te kruien dat de strook onder het rotorvlak niet meer toegankelijk is voor onbeschermden personen.

In het het Bal, Artikel 4.428 is opgenomen dat indien een windturbine buiten bedrijf is gesteld, deze pas weer in werking wordt gesteld nadat de oorzaak van het buiten werking stellen is opgeheven. Mocht het in werking stellen van een windturbine met ijs op bladen toch gebeuren dan zijn de risico's voor de omgeving minimaal omdat het om kleine brokstukken gaat die relatief ver weg geslingerd kunnen worden. Het PR hiervan is verwaarloosbaar klein.

7.5 Incidenten met buisleidingen

7.5.1 *Ondergrondse buisleidingen*

7.5.1.1 Kansdichtheidsverdeling gondel en/of rotorafworp ondergrondse buisleidingen

Om het scenario van gondel en/of rotorafworp in een risicoanalyse mee te kunnen nemen, dient een kansdichtheidsverdeling van de trefkanslocatie bekend te zijn. Er is echter onvoldoende casuïstiek bekend om een verdeling af te kunnen leiden van incidenten. Wel kunnen er foto's van dergelijke incidenten gevonden worden, waarop te zien is dat de gondel of rotor direct naast de mast is neergekomen. Vanwege de massa van de gondel en rotor is het ook zeer aannemelijk dat deze niet ver van de voet van de windturbine valt. In de handleiding komt naar voren dat het effectgebied van het vallen van de gondel/rotor gelijk is aan de bladlengte (halve rotordiameter).

Het meest voor de hand liggende effectgebied is een cirkel rondom de voet van de windturbine. Er is niet genoeg data beschikbaar om een kansverdeling te kiezen voor dit tweedimensionale domein. Een bivariate normale verdeling lijkt, bij gebrek aan data, een acceptabele keuze aangezien hierbij de kans dat de gondel/rotor op een bepaalde afstand terecht komt groter wordt naarmate men dichterbij de voet van de windturbine komt (nog zonder rekening te houden met het bijbehorende oppervlak). Voor deze bivariate normale verdeling kan in beide richtingen x en y dezelfde standaarddeviatie σ gekozen worden en een verwachting van 0: waarden van constante kansverdeling zijn dan concentrische cirkels om de oorsprong.

Deze kansverdeling is gegeven in Module IV.

7.5.1.2 Rekenvoorbeeld kansdichtheidsverdeling gondel en/of rotorafworp ondergrondse buisleiding

Rekenvoorbeeld kansdichtheidsverdeling

Ter verduidelijking van de kansdichtheidsverdeling gondel en/of rotorafworp bij ondergrondse buisleidingen volgt een voorbeeld. Stel, een windturbine heeft een bladlengte van 40 m. Een buisleiding ligt op minimale afstand van 16 meter en heeft breedte b en lengte l . De kansdichtheid op 16 meter afstand kan uit de grafiek of tabel worden afgelezen bij $R = 16/40 = 0,4$ en betreft circa 0,7. De bovenkans voor het raken van dit element kan benaderd worden met deze genormaliseerde kansdichtheid maal het oppervlak van het kleine element met eveneens geschaalde breedte en lengte:

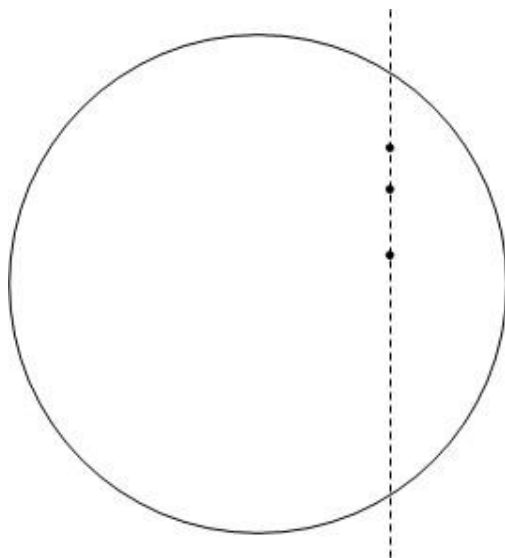
$$0,7 \cdot \frac{l}{L_b} \cdot \frac{b}{L_b} = 0,7 \cdot l \cdot b \cdot \frac{1}{40^2} \quad (7.7)$$

Om de kansbenadering per vierkante meter te vinden dient de kansdichtheid gedeeld te worden door de bladlengte in het kwadraat; dit

is volgens bovenstaand voorbeeld voor een afstand van 16 meter van de windturbine gelijk aan $0,7 / (40^2) = 4,4 \times 10^{-4}$. Voor toepassing in een kwantitatieve risicoanalyse van een buisleiding kan de raakkans van de buisleiding dan worden afgeschat door de kritische oppervlakte te verdelen in kleine stukjes en afzonderlijk de raakkans per stukje te berekenen aan de hand van bovenstaande bovenafschatting. Deze afschatting dient dan nog te worden vermenigvuldigd met de frequentie van het afvallen van de gondel/rotor, om tot een frequentie per vierkante meter per jaar te komen.

Rekenvoorbeeld effectgebied

Beschouw onderstaand bovenaanzicht van het effectgebied rondom een windturbine. De cirkel representeert het effectgebied van de gondel, welke de kleinste effectafstand heeft van gondel, mast en afworp van het blad (dus zowel mast, gondel als bladafworp zal in dit voorbeeld bijdragen aan het falen van de gasleiding). Gestippeld is het tracé van de gasleiding. Voor het middelste punt zullen de bijdragen van gondel, mast en blad worden bepaald.



Figuur 16: Schematisch bovenaanzicht van de voorbeeldberekening: een gasleiding doorkruist het effectgebied van de gondel, mast en blad van een windturbine. De gasleiding wordt gerepresenteerd door een reeks x en y coördinaten en bijbehorende dekking, waarvan drie opvolgende sets coördinaten in de figuur met stippen zijn weergegeven.

In dit voorbeeld wordt uitgegaan van een windturbine met mast met hoogte 90 m van 160 ton, een gondel van 50 ton en een blad met lengte 45 m van 7 ton en een nominaal toerental van 18 rpm (omwentelingen per minuut). Voor de pijpleiding wordt uitgegaan van een diameter van 900 mm, wanddikte 14 mm, inwendige druk 6,6 MPa, elasticiteit 210 GPa, SMYS 414 MPa en een diepteligging van 1,3m.

Leidinggegevens worden doorgaans opgeslagen in tabelvorm, waarbij x- en y-coördinaten, diepteligging, druk en materiaalspecificaties zoals de SMYS, wanddikte en diameter van de leiding staan vermeld. In dit voorbeeld zijn drie opvolgende coördinaten weergegeven. Elk x,y punt

van de leiding vertegenwoordigt een stukje leidinglengte, welke wordt bepaald door de halve afstand tot beide naburige punten. De punten zijn aangegeven in Figuur 16. Voor dit voorbeeld wordt uitgegaan van x,y-coördinaten van (0,0) voor de plaats van de windturbine en (20,17), (20,20) en (20,22) voor de opvolgende punten. De onderlinge afstanden van deze punten zijn dus respectievelijk 3 en 2 meter. Het middelste punt vertegenwoordigt daarmee effectief een segmentlengte van 2,5 meter. Deze berekening moet worden herhaald voor die sectie van de buis die binnen het invloedgebied van de turbine ligt.

Rekenvoorbeeld turbineblad

Uit de specificaties van het turbineblad en de leidingparameters kunnen de volgende waarden van de toelaatbare stress en de schokgolffergieën worden bepaald:

$$\sigma_{\text{toelaatbaar}} = SMSY - \frac{P \cdot D}{2 \cdot t} = 414 \cdot 10^6 - \frac{6,6 \cdot 10^6 \cdot 900}{2 \cdot 14} = 202 \text{ MPa} \quad (7.8)$$

Indien wordt uitgegaan van $f = 0.5$, worden E_{schok} voor het nominaal en 2x nominaal toerental als volgt berekend:

$$\begin{aligned} E_{\text{schok,nom}} &= m \cdot g \cdot h + \frac{1}{4} \cdot m \cdot v^2 & (7.9) \\ &= 7000 \cdot 9,81 \cdot 90 + \frac{1}{4} \cdot 7000 \cdot \left(\frac{18}{60} \cdot 2\pi \cdot \frac{45}{3} \right)^2 \\ &= 7,6 \text{ MJ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} E_{\text{schok,2-nom}} &= m \cdot g \cdot h + \frac{1}{4} \cdot m \cdot v^2 & (7.10) \\ &= 7000 \cdot 9,81 \cdot 90 + \frac{1}{4} \cdot 7000 \cdot \left(\frac{36}{60} \cdot 2\pi \cdot \frac{45}{3} \right)^2 \\ &= 11,8 \text{ MJ} \end{aligned}$$

Met deze waarden kan de formule voor de kritische afstand worden ingevuld:

$$R_{\text{nom}} = 0,3048 \cdot \left(\frac{4,44 \cdot 210 \cdot 10^9}{202 \cdot 10^6} \right)^{\frac{1}{1,925}} \cdot \left(\frac{2,03 \cdot 10^{-4} \cdot 1 \cdot 7,6 \cdot 10^6}{\sqrt{210 \cdot 10^9 \cdot 14}} \right)^{\frac{1}{2,5}} \quad (7.11)$$

$$= 1,48 \text{ m}$$

$$\begin{aligned} R_{2\text{-nom}} &= 0,3048 \cdot \left(\frac{4,44 \cdot 210 \cdot 10^9}{202 \cdot 10^6} \right)^{\frac{1}{1,925}} & (7.12) \\ &\cdot \left(\frac{2,03 \cdot 10^{-4} \cdot 1 \cdot 11,8 \cdot 10^6}{\sqrt{210 \cdot 10^9 \cdot 14}} \right)^{\frac{1}{2,5}} = 1,76 \text{ m} \end{aligned}$$

Omdat de leiding op 1,3 m diepte ligt is de breedte van de kritische strook ten aanzien van het blad $2 \cdot \sqrt{1,48^2 - 1,3^2} = 1,41 \text{ m}$ respectievelijk $2 \cdot \sqrt{1,76^2 - 1,3^2} = 2,37 \text{ m}$.

Voor het nominale toerental betreft de kansdichtheid op 28 meter (afstand tussen (0,0) en (20,20)) afstand ca. $3 \cdot 10^{-5} / \text{m}^2$, (berekende

trefkans op 28 meter). Voor 2 x nominaal toerental betreft het circa $2,5 \cdot 10^{-5}/m^2$.

De bijdrage van het turbineblad aan de faalfrequentie van dit punt van de leiding betreft per toerentalsituatie de vermenigvuldiging van de lengte van het leidingsegment, de breedte van de kritische strook, de kans afgelezen uit de kansdichtheidsverdeling en de faalfrequentie:

Bijdrage faalfrequentie nominaal toerental
 $= 2,5 \text{ m} \times 1,41 \text{ m} \times 3 \times 10^{-5}/m^2 \times 8,4 \times 10^{-4}/\text{jaar} = 8,9 \times 10^{-8}/\text{jaar}$.

Bijdrage faalfrequentie 2x nominaal toerental
 $= 2,5 \text{ m} \times 2,37 \text{ m} \times 2,5 \times 10^{-5}/m^2 \times 5,0 \times 10^{-6}/\text{jaar} = 7,4 \times 10^{-10}/\text{jaar}$.

De autonome faalfrequentie (dus zonder invloed van buiten) van een gasleiding met deze parameters betreft circa (afhankelijk van de exploitant) $1 \times 10^{-9}/m/\text{jaar}$.

7.6 Ongevalscenario's en faalstatistiek

7.6.1 Inleiding

In opdracht van Gasunie en TenneT heeft DNV KEMA in 2011 onderzoek verricht naar risicovolle incidenten van windturbines. Doel van dit onderzoek was onder andere het actualiseren van de faalfrequenties van windturbines op basis van actuele statistiek. Dit hoofdstuk geeft de resultaten weer van dit onderzoek en is overgenomen uit hoofdstuk 2 van het rapport "Rekenmethodiek zonering windturbines" (2012)[32].

Dit hoofdstuk geeft de scenario's en faalkansen weer zoals bepaald uit historische Deense, Duitse, Engelse en Nederlandse faalgegevens in de periode 2001-2010. De hier gepresenteerde faalscenario's en bijbehorende faalfrequenties zijn van toepassing op moderne windturbines van 1 tot 5 MW. Volgens het analagon principe[33] zijn de faalfrequenties ook toepasbaar op windturbines met een hoger geïnstalleerd vermogen. Het Ministerie van I&M (nu het Ministerie van I&W) heeft (in samenspraak met het RIVM) bepaald dat het 95% betrouwbaarheidspercentiel voor de faalfrequenties gehanteerd moet worden.

Van windturbines met betonnen of hybride masten ontbreekt faalstatistiek. De generieke waarden van de Handleiding zijn alleen van toepassing op windturbines met stalen masten.

7.6.2 Faalscenario's

Bij het falen van een windturbine zijn vier faalscenario's te onderscheiden: het naar beneden vallen van kleine onderdelen (bouten, blad- en tipdelen, ijs), bladbreuk, mastbreuk en gondel/rotorafworp.

De faalfrequentie van het naar beneden vallen van kleine onderdelen (bouten, blad- en tipdelen, ijs) mag kwalitatief bepaald worden. Het

naar beneden vallen van kleine turbineonderdelen of ijs zijn incidenten die vooral risico's vormen voor het gebied onder de rotor (er van uitgaande dat een windturbine wordt stilgezet bij ijsvorming aan de bladen). De frequenties van ijsafwerping zijn zeer locatieafhankelijk en hiervoor is ook geen generieke waarde te bepalen. Bij kans op ijsvorming worden de turbines automatisch stilgezet (beveiliging), tot de oorzaak van het buiten werking stellen is opgeheven.

Bladdelen kunnen wel ver van de turbine terecht komen. De relatief kleine onderdelen hebben een kleine massa. De kans op schade aan een object is dan veel kleiner dan van een heel blad. De risico's voor de infrastructuur worden volledig gedomineerd door bladbreuk, mastbreuk en gondel/rotorafwerp.

De volgende faalscenario's worden in dit rapport geadresseerd:

a. Bladbreuk

Het blad breekt in de wortel af en wordt als geheel weggeworpen. Breuk van een bladtip of gedeelte van een blad wordt niet beschouwd.

b. Mastbreuk

Mastbreuk vindt plaats doordat de mast bij de voetflens afbreekt of dat de mast knikt op een hoger gedeelte. In het Handboek 2005 is geen onderscheid gemaakt tussen deze twee faalscenario's. De impact van de twee faalscenario's verschilt dusdanig dat er bij deze versie is gekozen om onderscheid te maken tussen deze faalscenario's. Volledig falen van de mast waarbij de mast loskomt van het fundament of waarbij de mast breekt in de onderste helft. Een ander mogelijk scenario is knikken van de mast in de bovenste helft. Bij knikken van de bovenste masthelft is er sprake van een geringere neerwaartse snelheid van masttop en gondel. De rotor/gondel kan aan de mast blijven hangen of met geringe impact alsnog op de bodem terechtkomen.

c. Gondel/rotorafwerp

Gondel en/of rotor komen als geheel naar beneden. De mast blijft staan.

7.6.3 *Faalstatistiek*

Voor de drie faalscenario's wordt een update gegeven van de faalstatistiek voor windturbines vanaf 1 MW tot 5 MW. De faalfrequenties worden gedefinieerd als kans op falen per windturbine per jaar.

7.6.3.1 Update faalstatistiek

De faalcijfers voor windturbines in het Handboek (2005) zijn gebaseerd op gegevens van 30.000 bedrijfsjaren van windturbines tussen 0 en 1300 kW in de periode 1984 - 2000. Van de 30.000 bedrijfsjaren hadden ruim 24.000 bedrijfsjaren betrekking op de vermogensklasse

tussen 51 en 300 kW. Deze vermogensklasse ligt ver onder de tegenwoordig gebruikelijke windturbinevermogens van één tot enkele MW. De faalcijfers zijn hierdoor gedateerd en liggen buiten het toepassingsbereik. Bovendien zijn hierin veel gegevens van prototypen verwerkt.

Momenteel worden juist veel windturbines met een vermogen van minimaal 3 MW geplaatst. Bij het bouwen van moderne windturbines wordt steeds meer aandacht besteed aan veiligheid. In de studie naar faalfrequenties is onderzocht of de faalfrequenties van moderne windturbines afwijken van de faalfrequenties die in het Handboek van 2005 zijn gehanteerd. Nieuwe faalstatistieken van moderne windturbines moeten uitwijzen of - en zo ja, hoeveel - de faalkansen daadwerkelijk kleiner zijn.

7.6.3.1.1 Dataverzameling

Opvallend is dat faalgegevens van windturbines niet centraal worden bijgehouden: er bestaan geen (openbare) wetenschappelijke databases die incidenten met windturbines of windturbineonderdelen registreren. In het Handboek (2005) hebben zowel ISET (Institut für Solare Energiesystemen) uit Duitsland en EMD (Energie- og Miljødata) uit Denemarken data aangeleverd voor het bepalen van de faalfrequenties van bladen, masten, rotors en gondels. Van deze databases kon geen gebruik gemaakt worden bij het opstellen van nieuwe faalfrequenties, aangezien zowel EMD als ISET (nu IWES van Fraunhofer) geen database met incidenten van windturbines meer hebben. Voorheen werd deze database bijgehouden in het kader van een onderzoeksprogramma vanuit de Duitse overheid. Dit onderzoeksprogramma is gestopt en daarmee ook het bijhouden van faalincidenten. Ook veel van de kennisinstellingen, windturbinefabrikanten, onderhoudsbedrijven en verzekeringsmaatschappijen die DNV KEMA heeft benaderd konden of wilden geen faalgegevens van moderne windturbines leveren. Deze informatie wordt als vertrouwelijk en concurrentiegevoelig beschouwd.

Een database die wel openbaar beschikbaar is, is de Caithness Windfarm database[34]. Deze uitgebreide database wordt bijgehouden door tegenstanders van windenergie. Hoewel niet alle referenties die de database gebruikt te achterhalen zijn, wordt deze database ook aangewend door andere partijen die de risico's van windturbines in kaart willen brengen[35]. De database wordt beschouwd als bron van waardevolle data waar zoveel mogelijk wereldwijde incidenten zijn genoemd.

Via NWEA (Nederlandse Wind Energie Associatie) heeft DNV KEMA van een fabrikant faalgegevens ontvangen van hun windturbines. Een andere grote fabrikant heeft ook gegevens bekend gemaakt. Beide geven de faalgegevens weer van moderne windturbines. Als laatste bron is gebruik gemaakt van de Windkraft-journals, die een (niet volledig) overzicht geven van incidenten binnen de windindustrie.

In landen die van oudsher al bezig zijn met windenergie zijn meer gegevens bekend over faalstatistieken van windturbines. Dit zijn

Duitsland, Denemarken en het Verenigd Koninkrijk. Om zoveel mogelijk recente gegevens te verkrijgen van moderne windturbines, is DNV KEMA bij de Caithness Windfarm database en de Windkraft journals uitgegaan van de faalgegevens uit deze drie landen gedurende de periode 2001 – 2010. Ook is er gekeken naar de Nederlandse casuïstiek voor windturbines. Nederland heeft echter een relatief beperkte omvang van het aantal geplaatste MW-turbines. De nieuw geplaatste windturbintypes in Nederland wijken niet af van de in Duitsland, Denemarken en het Verenigd Koninkrijk nieuw geplaatste turbines. Hiervoor gelden dan ook dezelfde faalfrequenties.

De faalfrequenties zijn berekend aan de hand van faalincidenten die zijn vermeld in de drie genoemde bronnen in combinatie met het aantal geïnstalleerde turbines per jaar per land. Voor het geïnstalleerde vermogen per jaar in Duitsland is IWES Fraunhofer als bron gebruikt [36]. Voor het jaarlijkse windvermogen in Denemarken is gebruik gemaakt van de Deense Stamdataregister for vindkraftanlæg beheerd door de Danish Energy Agency[37]. Het aantal windturbines in Groot-Brittannië is weergegeven door Renewable UK, de Britse windenergie associatie [38]. Voor het aantal windturbines in Nederland is gebruikt gemaakt van de database van Windenergie-nieuws.nl[39].

7.6.3.1.1 Casuïstiek Nederland (Informatief)

De in deze paragraaf gepresenteerde faalstatistiek is enkel bedoeld ter informatie en niet voor toepassing in risicoanalyses.

DNV KEMA heeft onderzoek gedaan naar faalincidenten van windturbines in Nederland. Hierbij is gebruik gemaakt van de Caithness database voor de periode van 2001 tot 2010. De Windkraft Journals maakten geen melding van ongevallen in Nederland. Informatie over het aantal windturbines in Nederland is afkomstig van Windenergie Nieuws. Bij DNV KEMA zijn geen andere incidenten bekend dan vermeld in de Caithness database. Tabel 7.1 geeft het aantal faalincidenten weer per jaar in Nederland voor bladbreuk, mastbreuk en gondel/rotorafworp.

Tabel 7.1: Aantal faalincidenten per jaar van windturbines in Nederland

Faalincidenten Caithness Windfarm Database											
Nederland		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	Totaal 2001-2010										
Aantal turbines	14954	812	966	1165	1330	1444	1601	1730	1939	1970	1997
Blad	7	0	0	0	2	2	0	0	2	1	0
Mast	7	0	0	0	0	3	3	0	1	0	0
Gondel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel Tabel 7.2 geeft weer waar en wanneer de faalincidenten plaatsvonden.

Tabel 7.2: Overzicht van de faalincidenten in Nederland (gebaseerd op Caithness database 2011)

Datum	Plaats	Incident	Turbinevermogen
15/01/2004	Windpark Sas, Wilhelminadorp	Bladbreuk	80kW
22/12/2004	Friese Pingjum	Bladbreuk	80kW
08/01/2005	Visafslag Lauwersoog	Bladbreuk	75kW
22/01/2005	Wijnaldum	Bladbreuk	75kW
12/02/2005	Hornhuizen	Mastbreuk	225kW
15/02/2005	Maasvlakte	Mastbreuk	1MW
31/10/2005	Kreekraksluizen	Mastbreuk	500kW
10/01/2006	Eemmeerdijk, Zeewolde	mastbreuk (knikken)	1MW
28/03/2006	Den Haag	Mastbreuk	80 kW
06/07/2006	Flevoland	Mastbreuk	1MW
07/02/2008	Texel	Bladbreuk	<1MW
03/03/2008	Biddinghuizen	Mastbreuk	80kW
14/05/2008	Schagen	Bladbreuk	<1MW
27/05/2009	Lelystad	Bladbreuk	750kW

Uit de gevonden faalstatistiek voor Nederland over de periode 2001-2010 volgt dat de faalfrequenties in de orde van grootte of zelfs hoger zijn dan de waarden uit het Handboek (2005) [31]: uitgaande van Tabel 7.1 volgt dat het aantal ervaringsjaren (turbinejaren) vanaf 2001 bijna $1,5 \times 10^4$ betreft. De verwachtingswaardes voor de verschillende scenario's worden op basis van deze tabel circa 5×10^{-4} per jaar voor zowel blad als mastbreuk en orde grootte 7×10^{-5} per jaar (aanneme dat er 1 ongeval heeft plaatsgevonden) voor het falen van de gondel.

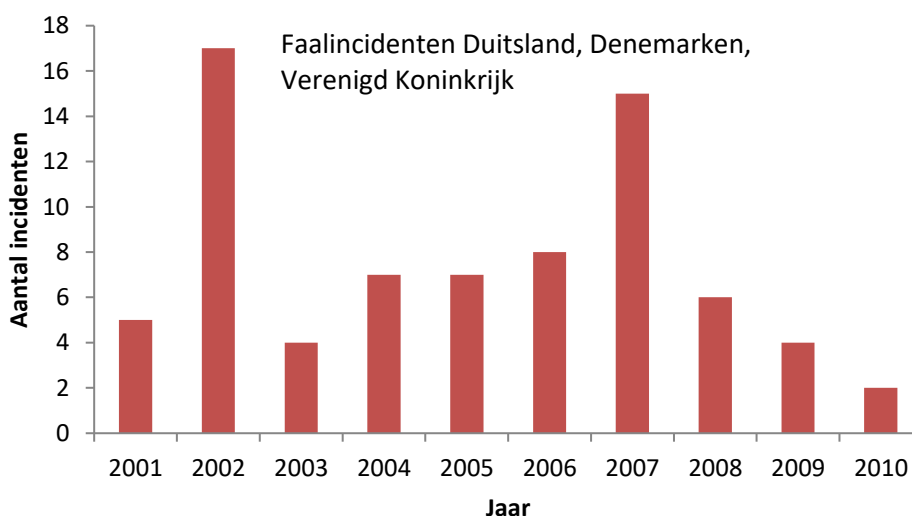
Opvallend is dat de gefaalde windturbines zonder uitzondering oudere windturbines zijn. De gefaalde windturbines zijn geplaatst in de jaren '90 met vermogens kleiner of gelijk aan 1 MW. Er zijn geen faalincidenten met turbines groter dan 1 MW gevonden (in de onderzochte periode), maar er is ook maar een beperkt aantal van deze categorie geplaatst. Met betrekking tot de vorige alinea volgt mede dat met dezelfde methode faalfrequenties voor windturbines van > 1MW zullen resulteren van minimaal 5×10^{-5} per jaar. Hierbij is dan de voltallige hoeveelheid turbine-ervaringsjaren van $1,5 \times 10^4$ toegepast. De werkelijke hoeveelheid ervaringsjaren van turbines >1MW is hiervan slechts een fractie, waardoor veel hogere verwachtingswaarden zullen resulteren (en nog veel grotere waarden voor eventuele 95% betrouwbaarheidspercentielen).

Omdat de afleiding van faalfrequenties voor windturbines boven 1 MW op basis van de getoonde Nederlandse casuïstiek niet goed mogelijk is, wordt gekeken naar andere landen. Denemarken, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk beschikken over een groot aantal turbine-ervaringsjaren. Bovendien wijken de geplaatste windturbinetypes niet af

van andere Europese landen, waardoor de resulterende faalfrequenties ook voor Nederland toepasbaar zijn.

7.6.3.1.1 Caithness Windfarm

Caithness Windfarm Information Forum (CWIF) (www.caithnesswindfarms.co.uk) wordt beheerd door een groep mensen die zich zorgen maken over de toename van windturbines in de Schotse Hooglanden. The Caithness Windfarm Accident database is de meest uitgebreide database met ongevallen die publiekelijk beschikbaar is. Deze organisatie verzamelt incidenten van windturbines. Wanneer deze bevestigd zijn door persberichten of andere media worden deze in de database opgenomen. Veel van de opgegeven referenties zijn echter niet meer te controleren omdat de links naar de nieuwsartikelen of opgegeven websites niet meer werken. De faalincidenten die Caithness voor Nederland weergeeft zijn door DNV KEMA gecontroleerd. Op basis van KEMA's expertise blijkt dat het merendeel van de incidenten in de Caithness database zijn opgenomen. De verwachting is dat dit ook geldt voor de landen om ons heen. Het gemiste aantal incidenten acht KEMA niet groter dan 10 tot 20%. Dit wordt gedekt door bovenwaardes te gebruiken en conservatieve cijfers te hanteren.



Figuur 7.4: Faalincidenten in de periode 2001-2010.

De database geeft slechts in een enkel geval aan om welk turbinetype het gaat. In deze database zijn dan ook incidenten van oude turbinetypes meegenomen, zonder dat een splitsing kan worden gemaakt tussen oude en moderne windturbines. Figuur 7.4 geeft het totaal aantal bij Caithness bekende faalincidenten per jaar voor de landen Duitsland, Denemarken en Verenigd Koninkrijk.

DNV KEMA heeft de gegevens uit de Caithness Windfarm Accident database vanaf 2001 tot en met 2010 geanalyseerd voor de landen Denemarken, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk. In deze drie landen is het aantal windturbines, en dus het aantal turbinejaren, het grootst. Dit vergroot de betrouwbaarheid van de gegevens.

In Tabel 7.3 staan de faalincidenten die de Caithness Windfarm database rapporteert. De faalfrequentie van een component is gedefinieerd per windturbine per jaar. Van deze incidenten wordt verreweg het grootste deel toegeschreven aan bladbreuk.

Tabel 7.3: Faalincidenten voor windturbines in Duitsland, Denemarken en Verenigd Koninkrijk zoals beschreven in de Caithness Windfarm database

Faalincidenten Caithness Windfarm Database											
Nederland		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	Totaal 2001-2010										
Totaal Duitsland, Denemarken, VK											
	Totaal 2001-2010										
Aantal turbines	227264	12948	16385	18884	20499	22098	24139	25359	27041	29029	30882
Blad	63	5	11	3	7	6	8	12	5	4	2
Mast	8	0	3	1	0	1	0	3	0	0	0
Gondel	4	0	3	0	0	0	0	0	1	0	0
Faalfrequentie											
	Gemiddeld 2001-2010										
Blad	2,77x10 ⁻⁴	3,86x10 ⁻⁴	6,71x10 ⁻⁴	1,59x10 ⁻⁴	3,41x10 ⁻⁴	2,72x10 ⁻⁴	3,31x10 ⁻⁴	4,73x10 ⁻⁴	1,85x10 ⁻⁴	1,38x10 ⁻⁴	6,48x10 ⁻⁵
Mast	3,52x10 ⁻⁵	0	1,83x10 ⁻⁴	5,30x10 ⁻⁵	0	4,53x10 ⁻⁵	0	1,18x10 ⁻⁴	0	0	0
Gondel	1,76x10 ⁻⁵	0	1,83x10 ⁻⁴	0	0	0	0	0	3,70x10 ⁻⁵	0	0
Duitsland											
Aantal turbines		9647	12681	14952	16405	17588	19042	19891	20626	21531	22016
Blad		4	10	3	7	2	4	8	1	1	0
Mast		0	3	1	0	1	0	2	0	0	0
Gondel		0	3	0	0	0	0	0	0	0	0
Denemarken											
Aantal turbines		2774	3091	3212	3107	3007	2916	2814	2762	2951	3088
Blad		0	1	0	0	3	0	0	1	1	1
Mast		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gondel		0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Verenigd Koninkrijk											
Aantal turbines		527	613	720	987	1503	2181	2654	3653	4547	5778
Blad		1	0	0	0	1	4	4	3	2	1
Mast		0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Gondel		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

De resultaten van de faalfrequenties uit de Caithness Windfarm database zijn vergeleken met de verwachtingswaardes uit het Handboek (2005) [31]. De vergelijking is weergegeven in Tabel 7.4. Het blijkt dat de faalfrequenties voor bladafwerp en mastbreuk volgens de Caithness Windfarm database iets lager zijn dan waar het Handboek (2005) [31] vanuit gaat, maar dat ze in dezelfde range liggen. De Caithness Windfarm database bevat weinig incidenten waarbij de gondel is afgebroken. De faalfrequentie voor gondel/rotorafwerp is dan ook lager

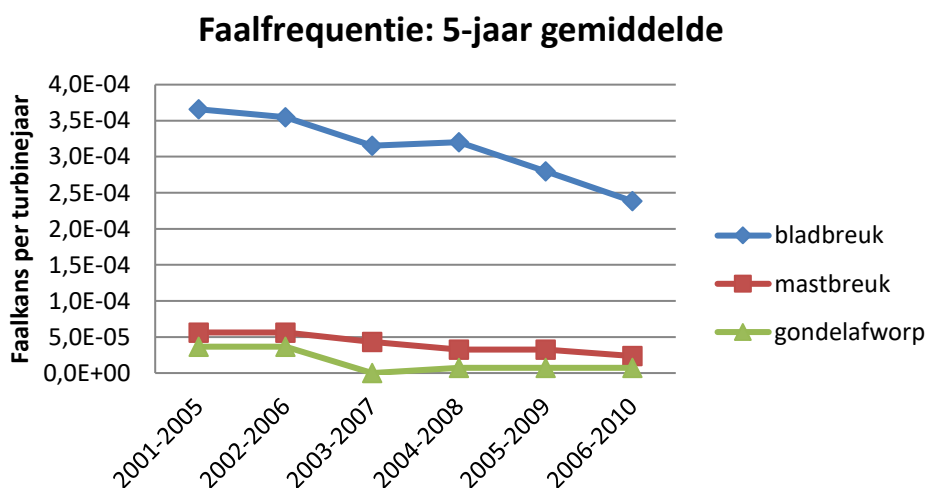
dan waar het Handboek (2005) [31] vanuit gaat; bijna een factor 10 kleiner.

Van de Caithness database zijn de verwachtingswaarde en de 95% betrouwbaarheidswaarde opgenomen. De 95% waarden zijn gebaseerd op de Poisson verdeling. Omdat de Caithness database alle windturbintypes weergeeft (groter en kleiner dan 1 MW) worden deze faalfrequenties als conservatief beschouwd voor moderne windturbines.

Tabel 7.4: Vergelijking van de faalfrequenties (per turbinejaar) uit het Handboek (2005) en de Caithness database

Faalfrequentie per turbine 2001-2011			
	Handboek [31]	Caithness database	Caithness database
	Verwachtingswaarde	Verwachtingswaarde	95% betrouwbaarheid
Blad	$6,3 \times 10^{-4}$	$2,8 \times 10^{-4}$	$3,4 \times 10^{-4}$
Mast	$5,8 \times 10^{-5}$	$3,5 \times 10^{-5}$	$5,8 \times 10^{-5}$
Gondel	$2,0 \times 10^{-4}$	$1,8 \times 10^{-5}$	$4,0 \times 10^{-5}$

Figuur 7.5 laat de vijf jaar gemiddelde cijfers zien van de faalfrequentie voor bladbreuk, mastbreuk en gondelafworp. De grafiek toont een neerwaartse trend voor de vijf jaar gemiddelde faalfrequentie voor de faalscenario's.



Figuur 7.5: Vijf jaar gemiddelde faalfrequentie van bladbreuk, mastbreuk en gondelafworp

Moderne windturbines hebben een substantieel aandeel in het opgestelde windvermogen vanaf ongeveer 2005. Het effect van moderne windturbines op de statistieken is vooral na die tijd zichtbaar. Dit betekent dat de faalfrequenties bovenwaardes zijn. Hierdoor is de genoemde verwachtingswaarde conservatief te noemen.

Uit Figuur 7.5 volgt een dalende trend in bladbreuk en mogelijk ook in mastbreuk. Voor gondelafworp is een dalende trend niet duidelijk.

Echter, doordat de bijdrage van de MW-klasse windturbines hierin niet duidelijk gefilterd kan worden, is dit spoor voor het vaststellen van faalfrequenties voor moderne windturbines niet verder gevolgd.

7.6.3.1.1 Faalstatistieken fabrikanten

DNV KEMA heeft verschillende windturbinefabrikanten benaderd om mee te werken aan de update van de faalfrequenties. Belangrijke fabrikanten voor de Nederlandse markt zijn benaderd via het Ministerie van I&M, via NWEA en zijn uiteindelijk ook allemaal rechtstreeks door DNV KEMA benaderd. Van twee fabrikanten zijn faalgegevens verkregen. Dit zijn representatieve fabrikanten in Nederland met windturbines in de MW-klasse van het type dat momenteel veelvuldig in Nederland wordt geplaatst. Opgemerkt wordt dat DNV KEMA de fabrikantendata heeft verkregen onder de voorwaarde van vertrouwelijkheid, de gegevens mogen niet rechtstreeks gepubliceerd worden.

De fabrikanten hebben voor bladbreuk, mastbreuk en gondel/rotorafworp opgegeven hoe vaak falen is voorgekomen en in hoeveel turbinejaren. De faalcijfers voor windturbines die DNV KEMA van fabrikanten heeft gekregen zijn gebaseerd op gegevens van ongeveer 47.000 bedrijfsjaren tussen 2001 en 2010 voor windturbines van 1,5 MW tot 3 MW.

Beide fabrikanten hebben geen faalincidenten van gondel/rotorafworp of mastbreuk. Volgens inschatting van de fabrikanten zijn daardoor de faalfrequenties voor mastbreuk en gondel/rotorafworp lager dan waar het Handboek (2005) [31] vanuit gaat.

Eén van de fabrikanten gaf aan dat bladbreuk bij de wortel van het blad nauwelijks meer voorkomt en dat vooral tippen afbreken. Deze fabrikant heeft daarom tipafworp als aparte categorie gedefinieerd. Onder "tippen" werden ook grotere bladdelen verstaan, i.e. als het blad niet in zijn geheel afbreekt heeft de fabrikant dat onder tipafworp gedefinieerd. Het is niet mogelijk om in te schatten welk deel van tipafworp onder bladafworp verstaan zou kunnen worden en welk deel daadwerkelijk tipafworp betreft. Wanneer alle getallen van tipafworp als bladafworp worden gerekend, komt de faalkans significant hoger uit dan de waarde die in het Handboek (2005) [31] genoemd wordt. In het Handboek (2005) [31] wordt bij het scenario bladafworp geen faalfrequentie van afworp van tippen meegenomen. In deze update is bij de berekeningen daarom alleen bladafworp meegenomen, zoals de fabrikant dat heeft gedefinieerd. Bij een andere fabrikant is de faalfrequentie van bladbreuk in dezelfde range als waar het Handboek (2005) [31] vanuit gaat.

De faalfrequenties op basis van de data van de twee fabrikanten kunnen als volgt kwalitatief worden samengevat:

- Gondelbreuk : nihil
- Mastbreuk : nihil
- Bladbreuk : in de orde van grootte van het Handboek (2005) [31].

Voor zowel de frequentie van mastbreuk als gondelbreuk kan gesteld worden dat deze met 95% betrouwbaarheid lager is (op basis van een Poisson verdeling) dan $6,4 \times 10^{-5}$ per turbinejaar. Hieruit kan (met 95% zekerheid) geconcludeerd worden dat de waarde voor gondelbreuk in het Handboek (2005) [31] meer dan een factor 3 te hoog is voor moderne turbines.

7.6.3.1.1 Windkraft Journals

In de "Windkraft Journals" zijn wereldwijde incidenten met windturbines vermeld. Uit de analyse is gebleken dat in Windkraft Journals aanzienlijk minder faalincidenten worden weergegeven dan in de Caithness database. De Windkraft Journals geven aan, geen allesomvattende database te hebben, maar vermelden incidenteel falen van windturbines. Tabel 7.5 geeft het aantal incidenten weer die vermeld zijn in de Windkraft Journals. De faalfrequentie van een component is gedefinieerd per windturbinejaar.

Tabel 7.5: Faalincidenten voor windturbines in Duitsland, Denemarken en het Verenigd Koninkrijk zoals beschreven in Windkraft Journals

Faalincidenten Windkraft journal											
Nederland		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	Totaal 2001-2010										
Totaal Duitsland, Denemarken, VK											
	Totaal 2001-2010										
Aantal turbines	227264	12948	16386	18884	20499	22099	24139	25360	27042	29028	30881
Blad	15	0	0	0	1	0	2	3	3	3	3
Mast	3	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0
Gondel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Faalfrequentie											
	Gemiddeld 2001-2010										
Blad	$6,60 \times 10^{-5}$	0	0	0	$4,88 \times 10^{-5}$	0	$8,29 \times 10^{-5}$	$1,18 \times 10^{-4}$	$1,11 \times 10^{-4}$	$1,03 \times 10^{-4}$	$9,71 \times 10^{-5}$
Mast	$1,32 \times 10^{-5}$	0	0	0	0	0	0	$7,89 \times 10^{-5}$	0	$3,44 \times 10^{-5}$	0
Gondel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Duitsland											
Aantal turbines		9647	12681	14952	16405	17588	19042	19891	20626	21531	22016
Blad		0	0	0	1	0	2	3	1	1	1
Mast		0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Gondel		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Denemarken											
Aantal turbines		2774	3091	3212	3107	3007	2916	2814	2762	2951	3088
Blad		0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Mast		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gondel		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Verenigd Koninkrijk											

Aantal turbines		527	613	720	987	1503	2181	2654	3653	4547	5778
Blad		0	0	0	0	0	0	0	2	1	1
Mast		0	0	0	0	0	0	1	0	1	0
Gondel		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

De faalincidenten uit de Windkraft Journals leiden tot behoorlijk lagere faalfrequenties dan de huidige faalfrequenties in het Handboek (2005) [31].

In Tabel 7.6 worden de faalfrequenties uit het Handboek (2005) [31] en de Windkraft Journals vergeleken. Van de Windkraft Journals zijn de verwachtingswaarde en de 95% betrouwbaarheidswaarde opgenomen. In de Journals worden geen incidenten van afgebroken gondels gemeld. Ook is de faalfrequentie voor bladafworp meer dan een factor 10 lager dan in het Handboek (2005) [31]. Voor mastbreuk is dit een factor van ruim 4. Hierbij moet in ogenschouw worden genomen dat de onvolledigheid van de geregistreerde faalincidenten bijdraagt aan een mogelijk positiever beeld van de faalfrequenties dan de werkelijkheid. Daarnaast volgt uit deze tabel een relatief hoog faalcijfer voor de UK ten opzichte van Denemarken en Duitsland. Het is speculeren wat de oorzaak is. Mogelijk speelt de weersituatie (grotere extremen) hierin een rol. Mede doordat de populatie van de UK niet heel groot is, volgen uit de voorvallen relatief hoge gemiddelden.

Tabel 7.6: Vergelijking van de faalfrequenties (per turbinejaar) uit het Handboek [31] en de Windkraft journals

Faalfrequentie per turbine 2001-2011			
	Handboek (2005) [31]	Windkraft journal	Windkraft journal
	Verwachtingswaarde	Verwachtingswaarde	95% betrouwbaarheid
Blad	$6,3 \times 10^{-4}$	$6,6 \times 10^{-5}$	$1,0 \times 10^{-4}$
Mast	$5,8 \times 10^{-5}$	$1,3 \times 10^{-5}$	$3,4 \times 10^{-5}$
Gondel	$2,0 \times 10^{-4}$	0	$1,3 \times 10^{-5}$

7.6.3.2 Bladbreek

Uit zowel de gegevens van de fabrikanten als uit de Caithness Windfarm database en bekende incidenten, komt naar voren dat bladbreek het incident is dat het meest frequent voorkomt. In het Handboek (2005) [31] wordt onderscheid gemaakt naar bladbreek bij normaal bedrijf, bladbreek bij mechanisch remmen en bladbreek bij overtoeren.

Mechanisch remmen komt bij moderne windturbines niet meer voor. Er is hierdoor geen onderscheid meer te maken voor bladbreek bij normaal bedrijf of tijdens mechanisch remmen. DNV KEMA onderscheidt daarom slechts twee categorieën: bladbreek bij normaal bedrijf en bladbreek tijdens overtoeren. De faalfrequentie van bladbreek door overtoeren is volgens het Handboek (2005) [31] zeer klein.

Zoals Tabel 7.7 laat zien, verschilt de faalfrequentie van bladbreuk niet veel met de faalfrequentie voor bladbreuk uit de andere onderzochte bronnen, waarbij rekening gehouden moet worden met het feit dat Windkraftjournal geen volledig overzicht houdt van falen. De faalkansen van de fabrikanten zijn onder geheimhouding aan DNV KEMA verstrekt. De gevonden faalfrequenties komen overeen met de verwachtingswaarde voor bladbreuk uit het Handboek (2005) [31].

Tabel 7.7: Faalfrequentie (per turbine per jaar) voor bladbreuk uit verschillende bronnen

Faalfrequentie windturbines			
	Handboek (2005) [31]	Windkraftjournal	Caithness
	Verwachtingswaarde (=50% betrouwbaarheidspercentiel)	(Duitsland, Denemarken, Verenigd Koninkrijk)	(Duitsland, Denemarken, Verenigd Koninkrijk)
Bladbreuk	$6,3 \times 10^{-4}$	$6,6 \times 10^{-5}$	$2,77 \times 10^{-4}$
<i>Normaal bedrijf</i>	$3,1 \times 10^{-4}$		
<i>Tijdens rem-actie</i>	$3,1 \times 10^{-4}$		
<i>Tijdens overtoeren</i>	$< 5,0 \times 10^{-6}$		

Uit de gegevens van zowel de database als uit de gegevens van de fabrikanten blijkt dat er geen aanleiding is de faalfrequentie voor bladbreuk aan te passen. Ook voor moderne windturbines kan dus gerekend worden met een faalfrequentie van $6,3 \cdot 10^{-4}$ per jaar voor bladbreuk.

In Tabel 7.8 wordt het voorstel weergegeven voor de faalfrequentie van bladbreuk.

Tabel 7.8: Faalfrequenties bladbreuk

Faalfrequenties bladbreuk per turbine per jaar		
	Handboek (2005) [31]	DNV KEMA
	Verwachtingswaarde	Voorstel verwachtingswaarde
Bladbreuk	$6,3 \times 10^{-4}$	$6,3 \times 10^{-4}$
<i>Normaal bedrijf</i>	$3,1 \times 10^{-4}$	$6,2 \times 10^{-4}$
<i>Tijdens rem-actie</i>	$3,1 \times 10^{-4}$	<i>Nvt</i>
<i>Tijdens overtoeren</i>	$< 5,0 \times 10^{-6}$	$< 5,0 \times 10^{-6}$

De gegevens doen vermoeden dat de faalfrequentie van bladbreuk bij normaal bedrijf bijna is verdubbeld. Dit is zeker niet het geval, in de DNV KEMA gegevens wordt geen onderscheid meer gemaakt tussen normaal bedrijf en remmen.

7.6.3.3 Mastbreuk

Mastbreuk vindt plaats doordat de mast in het onderste deel afbreekt dan wel bezwijkt. Bij bezwijken van de bovenste helft van de mast is sprake van knikken. Uit een kwalitatieve analyse van de Caithness Windfarm database blijkt dat in het merendeel van de gevallen (85%)

volledig falen van de mast optreedt. In 15% van de gevallen is er sprake van knikken van het bovenste mastdeel. Door de sterkte van de mast, die gedimensioneerd is op basis van verwachte weersomstandigheden, blijkt dat bij knikken van de mast de rotor/gondel niet (direct) op de bodem zullen vallen. Dit scenario is daarmee niet relevant voor falen van gas- en elektriciteitsinfrastructuur.

Tabel 7.9: Faalfrequenties mastbreuk per jaar uit verschillende bronnen

Faalfrequenties windturbines			
	Handboek (2005) [31]	Windkraftjournal	Caithness
	Verwachtingswaarde	Beperkte gegevens, totaal van Duitsland, Denemarken en Verenigd Koninkrijk	totaal van Duitsland, Denemarken en Verenigd Koninkrijk
Mastbreuk	$5,8 \times 10^{-5}$	$1,32 \times 10^{-5}$	$3,52 \times 10^{-5}$

De statistiek is gebaseerd op stalen masten. Er is te weinig betrouwbare faalinformatie bekend over windturbines met betonnen masten om enige statistiek op toe te passen.

De gevonden faalfrequenties zijn in lijn met de verwachtingswaarde voor mastbreuk uit het Handboek (2005) [31]. Ook voor moderne windturbines kan dus een faalkans van $5,8 \times 10^{-5}$ per jaar als verwachtingswaarde voor mastbreuk toegepast worden. Op basis van de verhouding in de Caithness Windfarm database, worden faalfrequenties voor respectievelijk volledig falen en knikken van het bovenste mastdeel afgeleid van $5,0 \times 10^{-5}$ per jaar en $8,3 \times 10^{-6}$ per jaar, zie Tabel 7.10:

Tabel 7.10: Faalfrequenties mastbreuk

Faalfrequenties windturbines per turbine per jaar		
	Handboek (2005) [31]	DNV KEMA
	Verwachtingswaarde	Voorstel verwachtingswaarde
Mastbreuk	$5,8 \times 10^{-5}$	$5,8 \times 10^{-5}$
<i>Knikken van de Mast</i>		$8,3 \times 10^{-6}$
<i>Volledig falen</i>		$5,0 \times 10^{-5}$

7.6.3.4 Gondel- en/of rotorafworp

De verwachtingswaarde die in het Handboek (2005) [31] wordt weergegeven voor gondel- en rotorafworp betreft $2,0 \times 10^{-4}$ per turbine per jaar. Uit de faalgegevens van fabrikanten en uit de databases volgt een aanzienlijke lagere verwachtingswaarde. Tabel 7.11 biedt een overzicht van de faalfrequenties uit verschillende bronnen.

Tabel 7.11: Faalfrequenties gondel- en rotorafworp uit verschillende bronnen per turbinejaar

Faalfrequenties windturbines per turbine per jaar			
	Handboek (2005) [31]	Windkrachtjournal	Caithness
	Verwachtingswaarde		
Afvallen van gondel en/of rotor	$2,0 \times 10^{-4}$	0	$1,76 \times 10^{-5}$

De faalfrequenties voor gondel/rotorbreek, zoals blijkt uit Caithness database, is 10 keer lager dan in het Handboek (2005) [31]. Uit de gegevens van de fabrikanten en uit de Windkracht journals blijkt dat de verwachtingswaarde zelfs nihil is. De faalfrequentie kan worden vervangen door de (conservatieve) verwachtingswaarde van $1,8 \times 10^{-5}$ per jaar (zie Tabel 7.12).

Tabel 7.12: Faalfrequenties gondel en rotorbreek

Faalfrequenties windturbines per turbine per jaar		
	Handboek (2005) [31]	DNV KEMA
	Verwachtingswaarde	
		Voorstel verwachtingswaarde
Afvallen van gondel en/of rotor	$2,0 \times 10^{-4}$	$1,8 \times 10^{-5}$

7.6.3.5 Resultaat

Tabel 7.13 geeft concluderend de actuele faalfrequenties voor de drie faalscenario's, bladbreuk, mastbreuk en afworp gondel/rotor voor windturbines vanaf 1 MW tot en met 5 MW. DNV KEMA meent dat de faalstatistieken voldoende conservatisme bevatten om niet de 95% betrouwbaarheidspercentielen te hanteren, maar de verwachtingswaarde. Het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat heeft echter besloten dat ook voor de faalfrequenties van windturbines het 95% betrouwbaarheidspercentiel moet worden gehanteerd. Tabel 7.13 geeft de geactualiseerde faalfrequentie aan voor windturbines. De nieuwe rekenwaarde is gebaseerd op de 95% bovengrens.

Tabel 7.13: Overzicht van scenario's en faalfrequenties (per turbine per jaar)

Faalfrequenties windturbines per turbine per jaar		
	Verwachtingswaarde	95% betrouwbaarheidspercentiel
Bladbreuk	$6,3 \times 10^{-4}$	$8,4 \times 10^{-4}$
<i>Normaal bedrijf</i>	$6,2 \times 10^{-4}$	$8,4 \times 10^{-4}$
<i>Tijdens overtoeren</i>	$< 5,0 \times 10^{-6}$	$5,0 \times 10^{-6}$
Mastbreuk	$5,8 \times 10^{-5}$	$1,3 \times 10^{-4}$
<i>Falen gedeelte van de mast</i>	$8,3 \times 10^{-6}$	
<i>Volledig falen</i>	$5,0 \times 10^{-5}$	
Afvallen van gondel en/of rotor	$1,8 \times 10^{-5}$	$4,0 \times 10^{-5}$

Voor bladbreuk wijzigen de faalfrequenties niet ten aanzien van het Handboek (2005) [31], enkel de kans op bladbreuk bij verhoogd toerental tijdens remmen wordt niet meer beschouwd. Ook de faalfrequentie van mastbreuk blijft ongewijzigd. Hierbij is wel onderscheid gemaakt tussen volledig falen en knikken van het bovenste mastdeel. Uit de gegevens blijkt de kans op gondel- en/of rotorafwerp beduidend lager te zijn, te weten een factor tien.

7.7 Generieke gegevens

7.7.1 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.

De bovenstaande parameters zijn bepaald op basis van de hoofdkenmerken van 82 commercieel verkrijgbare windturbines in de range van 1 MW tot 5 MW (paragraaf 7.7.2). 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 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 paragraaf 7.7.3 zijn generieke afstanden afgeleid voor de ligging van de risicocontouren $PR = 10^{-5}$ per jaar en $PR = 10^{-6}$ per jaar.

7.7.2 Turbineparameters als functie van het nominale vermogen

In Nederland worden drie windklassen onderscheiden. De hoofdparameters van de turbine zoals de diameter, ashoogte en rotoerental 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.

De kenmerken van 82 commercieel verkrijgbare driebladige turbines zijn weergegeven in Tabel 7.14. 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 7.14 de minimale en maximale ashoogte waarin de turbine uitgevoerd kan worden weer te geven.

Tabel 7.14: Hoofdparameter van commercieel verkrijgbare driebladige turbines met een vermogen in de range tot 5 MW. NB.: sommige gegevens ontbreken.

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	*

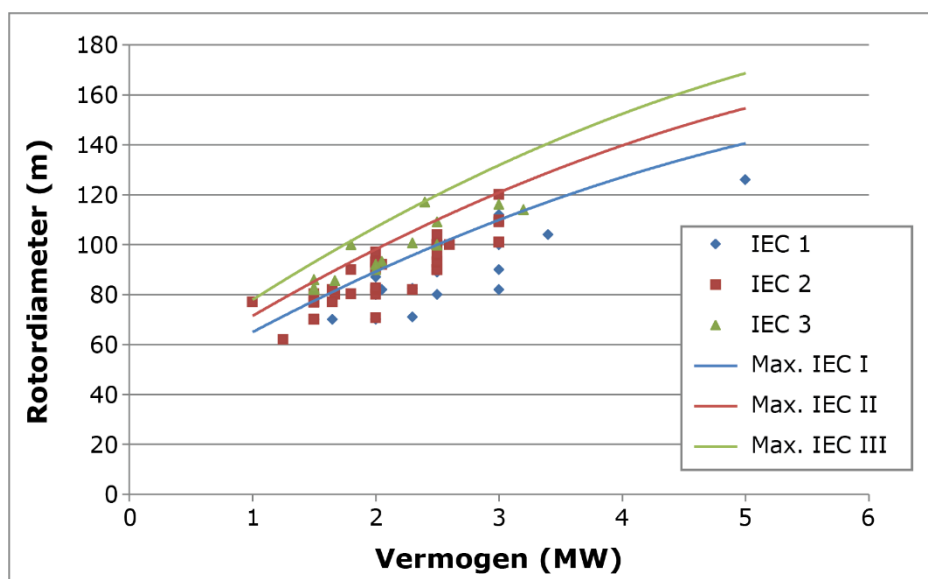
Rekenvoorschrift Omgevingsveiligheid Toelichting – versie oktober 2020

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	*

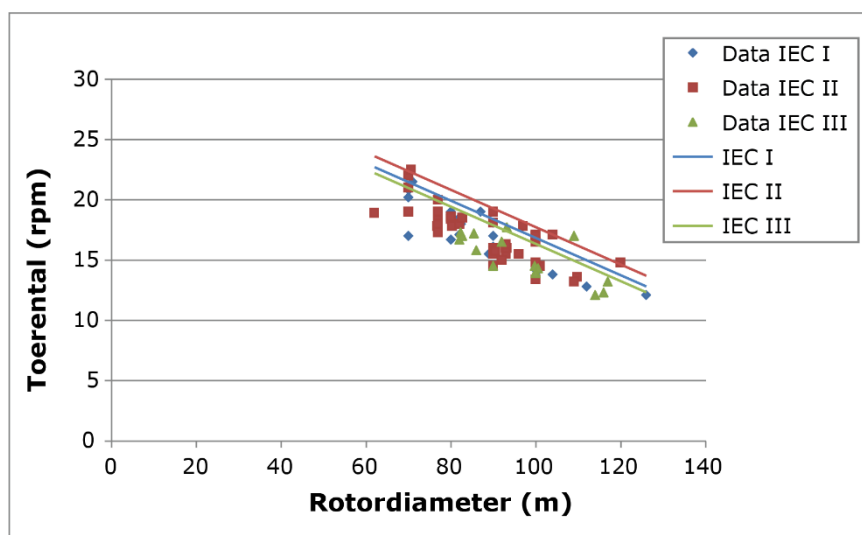
*gegevens ontbreken

In Figuur 7.6 is de rotordiameter weergegeven als functie van het nominaal vermogen. De data punten zijn de turbine specifieke gegevens zoals deze in Tabel 7.14 staan beschreven. Naast de turbine specifieke data zijn er 3 functies weergegeven in Figuur 7.6. 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 (7.13) en de constante waardes zoals weergegeven in Tabel 7.15.

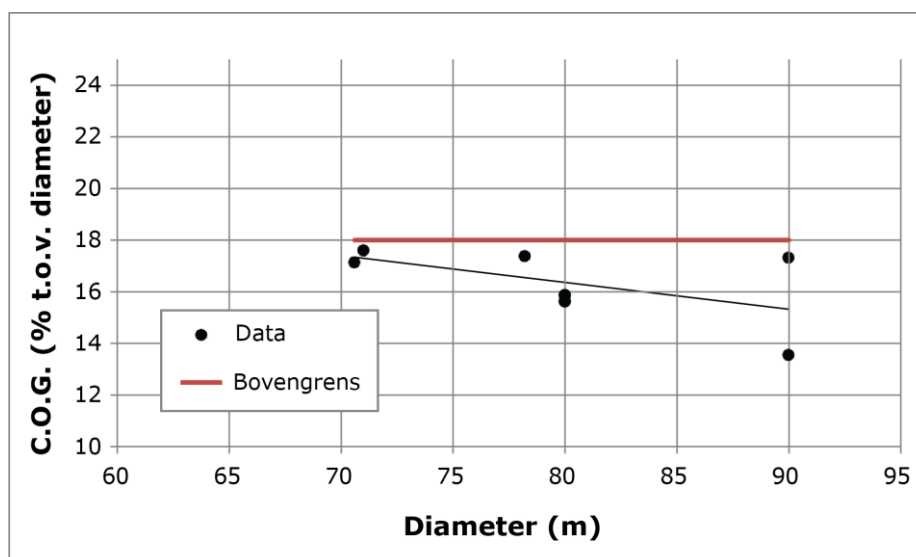


Figuur 7.6: Diameter als functie van het nominaal vermogen.

In Figuur 7.7 is het toerental als functie van de rotordiameter weergegeven. De datapunten zijn de turbine specifieke gegevens zoals deze in Tabel 7.14 zijn beschreven. Naast de turbine specifieke data zijn er 3 functies weergegeven in Figuur 7.7. 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 (7.14) en de constante waarden zoals weergegeven in Tabel 7.15.



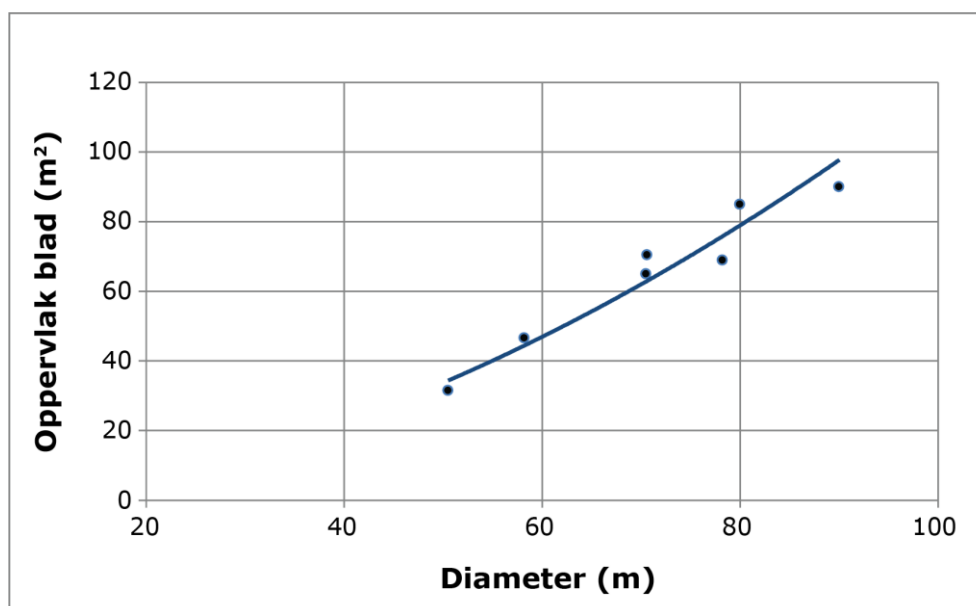
Figuur 7.7: Toerental als functie van rotordiameter



Figuur 7.8: 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 7.8 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 vergelijking (7.15) en de constante uit Tabel 7.15.

Het oppervlak van het blad is in Figuur 7.9 gegeven als functie van de diameter. Deze gegevens zijn gefit met vergelijking (7.16). De lengte van het blad kan worden berekend met vergelijking (7.17).



Figuur 7.9: Bladoppervlak als functie van de diameter

De vergelijkingen van boven beschreven parameters zijn gegeven in vergelijking (7.13) t/m (7.17). De bijbehorende constanten zijn gegeven in Tabel 7.15.

Diameter [m]

$$D = c_1 \cdot \sqrt{P_{\text{nom}}} \quad (7.13)$$

Nominaal Toerental [rpm]

$$n = \frac{c_2}{D} + c_3 \quad (7.14)$$

Zwaartepunt t.o.v. rotorcentrum [m]

$$r_{zw} = c_4 \cdot D \quad (7.15)$$

Kritiek bladoppervlak [m²]

$$A_c = 1,1 \cdot c_5 \cdot D^{c_6} \quad (7.16)$$

Lengte blad [m]

$$L_b = \frac{D}{2} - c_7 \cdot D \quad (7.17)$$

Tabel 7.15: Constanten voor de vgl. 2.1 t/m 2.5 per IEC klasse

Constante	IEC-3	IEC-2	IEC-1
C1	2,4	2,2	2
C2	1250	1250	1250
C3	3,7	5,1	4,2
C4	0,18	0,18	0,18
C5	0,029	0,029	0,029
C6	1,81	1,81	1,81
C7	0,0132	0,0132	0,0132

7.7.3 Generieke risicocontouren

Met de paragraaf 967.7.2 berekende generieke windturbinegegevens en op basis van de faalgegevens in Hoofdstuk 6 van Module IV, de rekenmethode in Hoofdstuk 2 tot en met 4 (kogelbaanmodel) van Module IV, en de van toepassing zijnde risicocriteria zijn in dit hoofdstuk een aantal generieke resultaten en conclusies uitgewerkt.

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 (7.13) t/m (7.17) en gegeven in Tabel 7.16 en Tabel 7.17 voor IEC klasse 1 en 2 turbines respectievelijk.

Tabel 7.16: 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 bladoppervlak afgebroken bladdeel [m ²]	58	109	157	203	249

Tabel 7.17: 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 bladoppervlak afgebroken bladdeel [m ²]	69	129	186	242	296

In de analyses zijn de scenario's en faalkansen meegenomen zoals gegeven in Hoofdstuk 6 van Module IV.

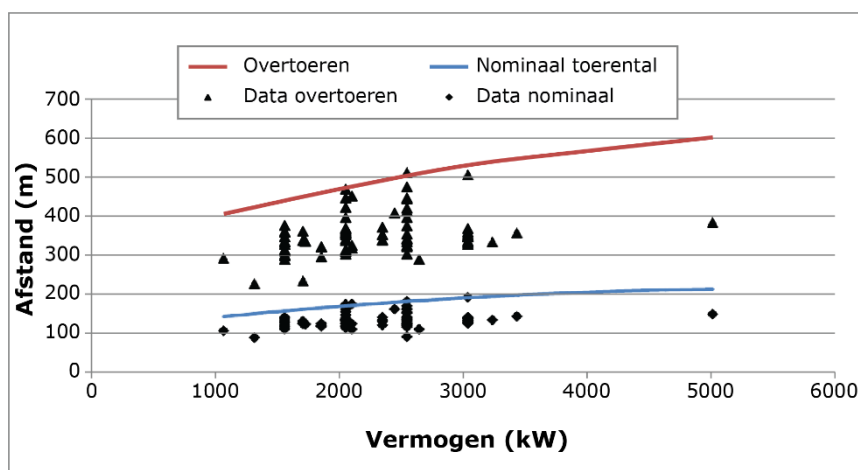
Allereerst zijn de maximale werpafstanden bij bladbreuk berekend. De resultaten voor IEC klasse 1 windturbines zijn weergegeven in Tabel 7.18 en Figuur 7.10. Voor IEC 2 klasse turbines zijn de maximale werpafstanden weergegeven in Tabel 23 en Figuur 7.11. In zowel Figuur 7.10 als Figuur 7.11 zijn ook de maximale werpafstanden van bladen van de turbines uit Tabel 7.14 weergegeven. Door de conservatieve benadering van de generieke turbinegegevens liggen de turbine specifiek werpafstanden lager dan de generieke werpafstanden uit Tabel 7.18.

Tabel 7.18: Generieke waarden voor werpafstanden
IEC1

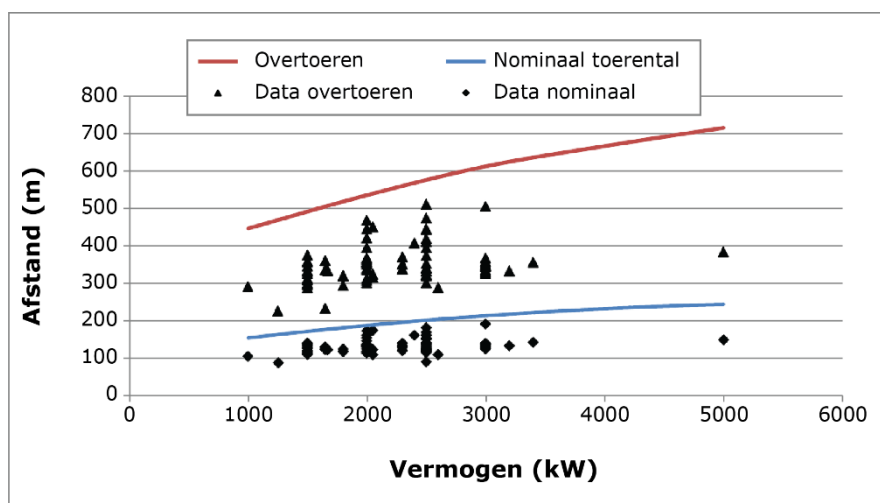
Turbine type	WT1000		WT2000		WT3000		WT4000		WT5000	
Vermogen [kW]	1000		2000		3000		4000		5000	
Ashoogte [m]	60	80	80	100	90	120	90	120	100	120
Max Werpafstand [m]										
Bij nominaal toerental	131	143	158	170	176	193	186	204	202	214
Bij overtoeren	389	406	457	473	507	531	543	568	585	602

IEC2

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]										
Bij nominaal toerental	142	155	175	187	198	216	213	231	233	245
Bij overtoeren	430	447	519	536	588	613	641	667	699	716



Figuur 7.10: Maximale werpafstanden van bladen, per vermogensklasse (IEC I)



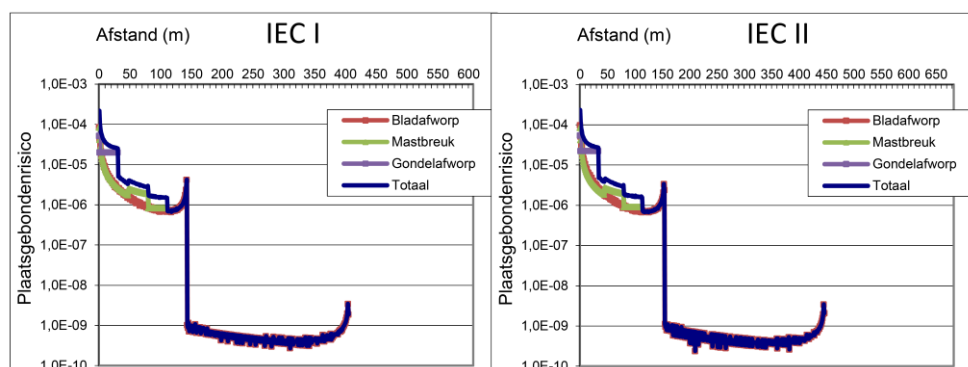
Figuur 7.11: Maximale werpafstanden van bladen, per vermogensklasse (IECII)

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 7.19.

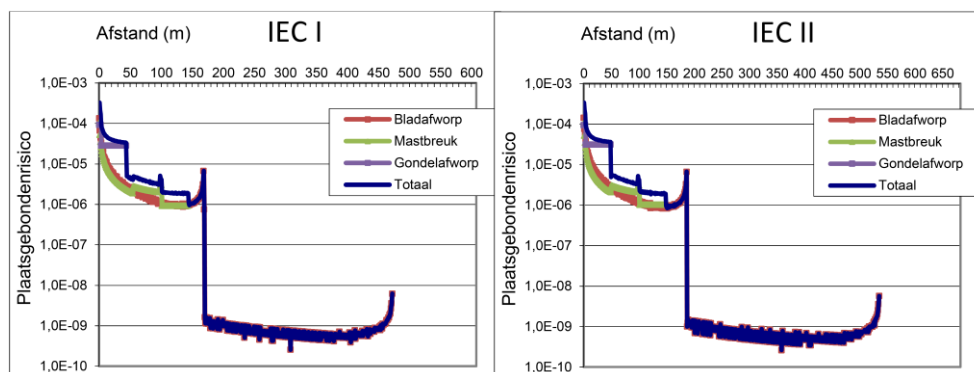
Tabel 7.19: Aanvullende generieke turbinekenmerken voor berekenen van het PR t.g.v. mastbreuk en gondelafworp

Turbine type	WT1000	WT2000	WT3000	WT4000	WT5000
Vermogen [kW]	1000	2000	3000	4000	5000
diameter mast [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

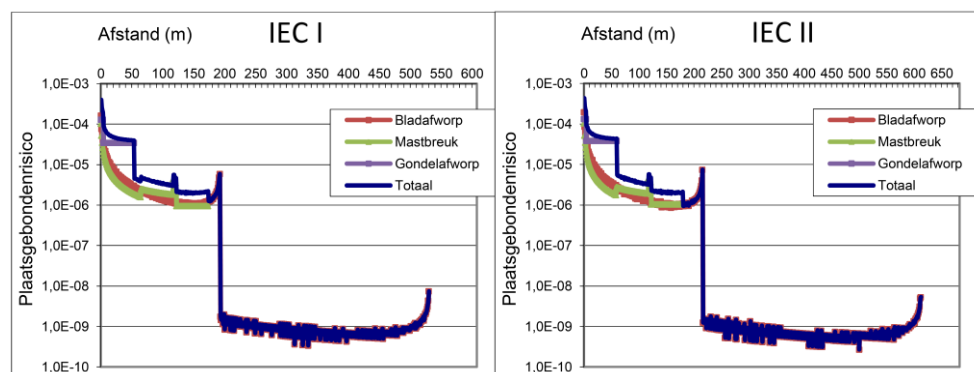
Op basis van de generieke gegevens van windturbines met een vermogen van 1000 kW, 2000 kW, 3000 kW, 4000 kW en 5000 kW en de faalfrequenties (zie Hoofdstuk 6 van Module IV), is het PR berekend als functie van de afstand tot de turbine. Beschouwd zijn het falen van de bladen, de mast en de gondel of rotor 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 7.12 t/m Figuur 7.16.



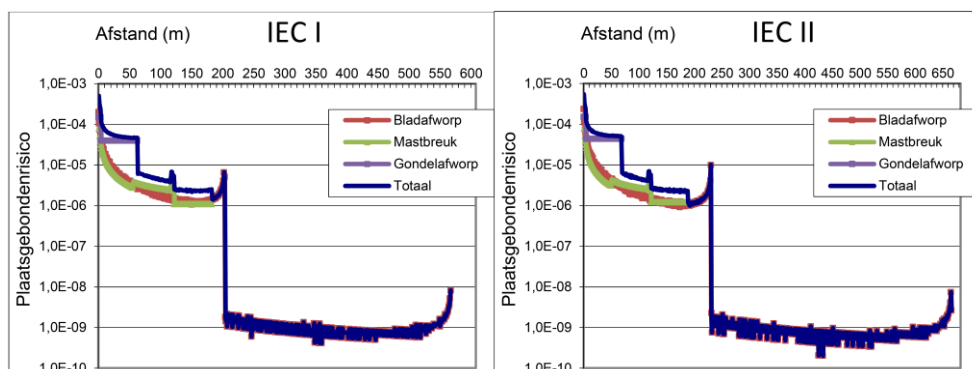
Figuur 7.12: PR als functie van de afstand tot de windturbine (1000 kW)



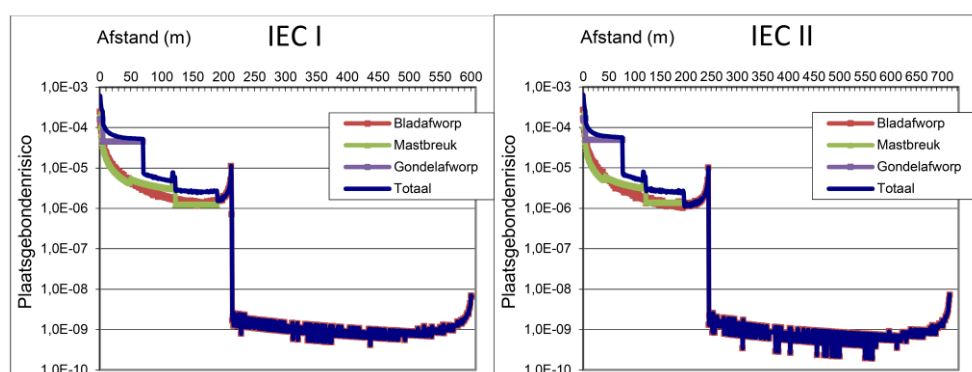
Figuur 7.13: PR als functie van de afstand tot de windturbine (2000 kW)



Figuur 7.14: PR als functie van de afstand tot de windturbine (3000 kW)



Figuur 7.15: PR als functie van de afstand tot de windturbine (4000 kW)



Figuur 7.16: PR als functie van de afstand tot de windturbine (5000 kW)

Zoals in Hoofdstuk 2 tot en met 4 van Module IV is uiteengezet treden scherpe pieken op bij de maximale werpafstanden voor de gebeurtenissen 'normaal bedrijf' en 'overtieren'. 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 7.20. 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 7.20: Afstand [m] $PR = 10^{-6}$ en $PR = 10^{-5}$ contouren

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
$PR = 10^{-6}$	13	14	15	17	17	19	18	20	20	21
	1	3	8	0	6	3	6	4	2	4
$PR = 10^{-5}$	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

7.7.4 Conclusies

De volgende generieke conclusies kunnen worden getrokken, deze kunnen worden gebruikt als vuistregels::

- 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.