

Bijlage A

Ongeval scenario's en faalstatistiek

Analyse van Risicovolle Incidenten van Windturbines

DNV GL, september 2014 (versie 3.1)

DNV KEMA, 2013 (versie 3.0)

INHOUDSOPGAVE BIJLAGE A

1	Faalscenario's	4
2	Faalstatistiek	5
2.1	Update faalstatistiek.....	5
2.2	Bladbreuk.....	15
2.3	Mastbreuk	16
2.4	Gondel- en/of rotorafworp	17
2.5	Resultaat	18
3	Ruimtelijke Trefkansdichtheidsverdelingen	19
3.1	Bladafworp	19
3.2	Mastbreuk	23
3.3	Gondel en/of rotorafworp	24

BIJLAGE A: ONGEVALSCENARIO'S EN FAALSTATISTIEK

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. Deze bijlage geeft de resultaten weer van dit onderzoek en is overgenomen uit hoofdstuk 2 van het rapport “Rekenmethodiek zonering windturbines” (2012)¹.

Deze bijlage 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 dat beschreven staat in het “Protocol voor aanpassing van de rekenmethodieken risicoanalyse” van RIVM, zijn de faalfrequenties ook toepasbaar op windturbines met een hoger geïnstalleerd vermogen.

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

¹ DNV KEMA (2012) *Rekenmethodiek zonering windturbines*, in opdracht van NV Nederlandse Gasunie en Tennet TSO B.V.; 18 december 2012, 74101452 GCS 12.R.53190

1 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 ijsafwerpen zijn zeer locatieafhankelijk en hiervoor is ook geen generieke waarde te bepalen. Bij kans op ijsvorming worden de turbines automatisch stilgezet (beveiliging). In het Activiteitenbesluit is opgenomen dat indien een windturbine als gevolg van het in werking treden van een beveiliging buiten bedrijf is gesteld, deze pas weer in werking wordt gesteld nadat 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 veel kleiner dan van een heel blad. De risico's voor de infrastructuur worden volledig gedomineerd door bladbreuk, mastbreuk en gondel/rotorafworp.

De volgende faalscenario's worden in dit rapport geadresseerd:

a. **Bladbreuk**

Het blad breekt in de wortel af en wordt als geheel weggegooid. 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/rotorafworp**

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

2 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.

2.1 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 2 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.

2.1.1 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 kennisinstututen, 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 database². 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 brengen³. 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. Beiden 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 gebruikt⁴. Voor het jaarlijkse windvermogen in Denemarken is gebruik gemaakt van de Deense Stamdataregister for vindkraftanlæg beheerd door de Danish Energy Agency⁵. Het aantal windturbines in Groot-Brittannië is weergegeven door Renewable UK, de Britse windenergie associatie⁶. Voor het aantal windturbines in Nederland is gebruikt gemaakt van de database van Windenergie-nieuws.nl⁷.

2.1.2 Casuïstiek Nederland (Informatief)

De in deze paragraaf (2.1.2) gepresenteerde faalstatistiek is enkel bedoeld ter informatie en niet voor toepassing in risicoanalyses.

² <http://www.caithnesswindfarms.co.uk/>

³ e.g. Sharples, M.; Sharples, B.J.M. (2010) Damage and Critical analysis of accidents to assist in avoiding accidents on offshore wind farms on the OCS.

⁴ Fraunhofer Iwes (2011) <http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/>

⁵ Energi Styrelsen (2011) <http://www.ens.dk/>

⁶ Renewable UK (2011) <http://www.renewableuk.com/>

⁷ Windenergienieuws.nl (2011) <http://www.windenergie-nieuws.nl/>

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 1 geeft het aantal faalincidenten weer per jaar in Nederland voor bladbreuk, mastbreuk en gondel/rotorafworp.

Faalincidenten Caithness Windfarm Database											
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Nederland											
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 1: Aantal faalincidenten per jaar van windturbines in Nederland

Tabel 2 geeft weer waar en wanneer de faalincidenten plaatsvonden.

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	Eemmeerdiijk, 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

Tabel 2: Overzicht van de faalincidenten in Nederland

Bron: gebaseerd op Caithness database, 2011

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): uitgaande van Tabel 1 volgt dat het aantal ervaringsjaren (turbine jaren) vanaf 2001 bijna $1.5 \cdot 10^4$ betreft. De verwachtingswaardes voor de verschillende scenario's worden op basis van deze tabel circa $5 \cdot 10^{-4}$ per

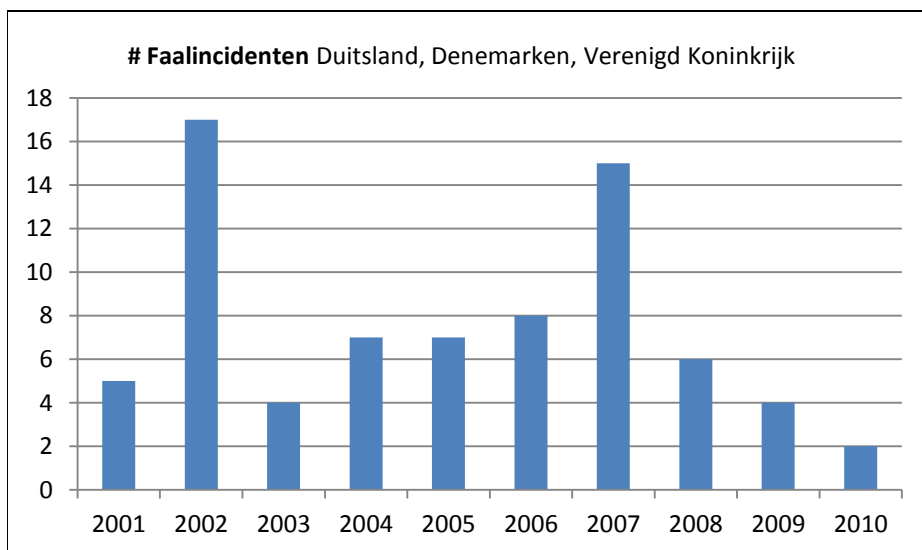
jaar voor zowel blad als mastbreuk en orde grootte $7 \cdot 10^{-5}$ per jaar (aanname dat er 1 ongeval heeft plaatsgevonden) voor het falen van de gondel.

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, maar er zijn 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 > 1 MW zullen resulteren van minimaal $5 \cdot 10^{-5}$ per jaar. Hierbij is dan de voltallige hoeveelheid turbine-ervaringsjaren van $1.5 \cdot 10^4$ toegepast. De werkelijke hoeveelheid is ervaringsjaren van turbines > 1 MW 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 windturbintypes niet af van andere Europese landen, waardoor de resulterende faalfrequenties ook voor Nederland toepasbaar zijn.

2.1.3 Caithness Windfarm

Caithness Windfarm Information Forum (CWIF) 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 DNV KEMA's expertise blijkt dat het merendeel van de incidenten in de Caithness database zijn opgenomen. De verwachting is dat die ook geldt voor de landen om ons heen. Het gemiste aantal incidenten acht DNV KEMA niet groter dan 10 tot 20%. Dit wordt gedekt door bovenwaardes te gebruiken en conservatieve cijfers te hanteren.



Figuur 1: Aantal faalincidenten per jaar voor de landen Duitsland, Denemarken en Verenigd Koninkrijk

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 1 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 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.

Faalfrequenties Caithness Windfarm Database											
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Totaal Duitsland, Denemarken, UK											
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	gemid. 2001-2010										
blad	2,77E-04	3,86E-04	6,71E-04	1,59E-04	3,41E-04	2,72E-04	3,31E-04	4,73E-04	1,85E-04	1,38E-04	6,48E-05
mast	3,52E-05	0,00E+00	1,83E-04	5,30E-05	0,00E+00	4,53E-05	0,00E+00	1,18E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
gondel	1,76E-05	0,00E+00	1,83E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,70E-05	0,00E+00	0,00E+00
Duitsland											
aantal turbines		9647	12681	14952	16405	17588	19042	19891	20626	21531	22016
blad		4	10	3	7	2	4	8	1	1	
mast			3	1		1		2			
gondel			3								
Denemarken											
aantal turbines		2774	3091	3212	3107	3007	2916	2814	2762	2951	3088
blad			1			3			1	1	1
mast											
gondel									1		
UK											
aantal turbines		527	613	720	987	1503	2181	2654	3653	4547	5778
blad		1				1	4	4	3	2	1
mast								1			
gondel											

Tabel 3: Faalincidenten voor windturbines in Duitsland, Denemarken en Verenigd Koninkrijk zoals beschreven in de Caithness Windfarm database

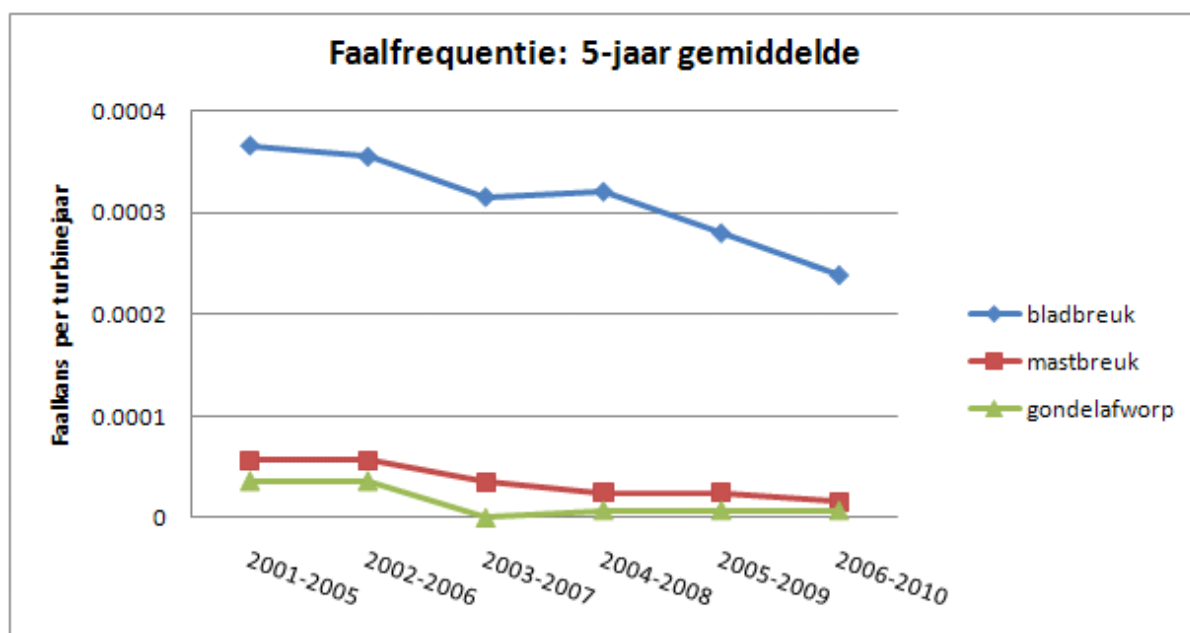
De resultaten van de faalfrequenties uit de Caithness Windfarm database zijn vergeleken met de verwachtingswaardes uit het Handboek (2005) en weergegeven in Tabel 4. Het blijkt dat de faalfrequenties voor bladafworp en mastbreuk volgens de Caithness Windfarm database iets lager zijn dan waar het Handboek (2005) 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/rotorafworp is dan ook lager dan waar het Handboek (2005) vanuit gaat; bijna een factor 10 kleiner.

In Tabel 4 worden de faalfrequenties uit het Handboek (2005) en de Caithness database vergeleken. 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.

Faalfrequentie per turbine 2001-2011			
	Handboek (2005) verwachtingswaarde	Caithness database verwachtingswaarde	Caithness database 95% betrouwbaarheid
blad	6,3E-04	2,8E-04	3,4E-04
mast	5,8E-05	3,5E-05	5,8E-05
gondel	2,0E-04	1,8E-05	4,0E-05

Tabel 4: Vergelijking van de faalfrequenties (per turbinejaar) uit het Handboek (2005) en de Caithness database

Figuur 2 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 2: 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 2 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 van het vaststellen van faalfrequenties voor moderne windturbines niet verder gevolgd.

2.1.4 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) 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) genoemd wordt. In het Handboek (2005) 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) 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).

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 $6,4 \cdot 10^{-5}$ per turbinejaar. Hieruit kan (met 95% zekerheid) geconcludeerd worden dat de waarde voor gondelbreuk in het Handboek (2005) meer dan een factor 3 te hoog is voor moderne turbines.

2.1.5 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 15 geeft het aantal incidenten weer die vermeld zijn in de Windkraft Journals. De faalfrequentie van een component is gedefinieerd per windturbinejaar.

Faalfrequenties Windkraft journal											
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Totaal Duitsland, Denemarken, UK											
totaal 2001-2010											
aantal turbines	227265	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
statistics gemid. 2001-2010											
blad	6,60E-05	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	4,88E-05	0,00E+00	8,29E-05	1,18E-04	1,11E-04	1,03E-04	9,71E-05
mast	1,32E-05	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	7,89E-05	0,00E+00	3,44E-05	0,00E+00
gondel	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Duitsland											
aantal turbines		9647	12681	14952	16405	17588	19042	19891	20626	21531	22016
blad					1		2	3	1	1	1
mast								1			
gondel											
Denemarken											
aantal turbines		2774	3091	3212	3107	3007	2916	2814	2762	2951	3088
blad										1	1
mast											
gondel											
UK											
aantal turbines		527	613	720	987	1503	2181	2654	3653	4547	5778
blad									2	1	1
mast								1		1	
gondel											

Tabel 5: Faalincidenten voor windturbines in Duitsland, Denemarken en het Verenigd Koninkrijk zoals beschreven in Windkraft Journals

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

Tabel 6 geeft de faalstatistieken weer volgens het Handboek (2005) en op basis van de Windkraft Journals. In de Journals worden geen incidenten van afgebroken gondels gemeld. Ook is de faalfrequentie voor bladafwerp meer dan een factor 10 lager dan in het Handboek (2005). 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.

In Tabel 6 worden de faalfrequenties uit het Handboek (2005) en de Windkraft journals vergeleken. Van de Windkraft journals zijn de verwachtingswaarde en de 95% betrouwbaarheidswaarde opgenomen.

Faalfrequentie per turbine 2001-2011			
	Handboek (2005) verwachtingswaarde	Windkracht journal verwachtingswaarde	Windkracht journal 95% betrouwbaarheid
blad	6,3E-04	6,6E-05	1,0E-04
mast	5,8E-05	1,3E-05	3,4E-05
gondel	2,0E-04	0	1,3E-05

Tabel 6: Vergelijking van de faalfrequenties (per turbinejaar) uit het Handboek (2005) en de Windkracht journals

2.2 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) 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) zeer klein.

Zoals Tabel 7 laat zien, verschilt de faalfrequentie van bladbreek niet veel met de faalfrequentie voor bladbreek uit de andere onderzochte bronnen, waarbij rekening gehouden moet worden met het feit dat Windkrachtjournal 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 bladbreek uit het Handboek (2005).

Faalfrequenties windturbines			
	Handboek (2005) <i>verwachtings-waarde (=50% betrouwbaarheidspercentiel)</i>	Windkrachtjournal <i>(Duitsland, Denemarken, Verenigd Koninkrijk)</i>	Caithness <i>(Duitsland, Denemarken, Verenigd Koninkrijk)</i>
Bladbreek	6,3E-04	6,60E-05	2,77E-04
<i>normaal bedrijf</i>	3,1E-04		
<i>Tijdens remactie</i>	3,1E-04		
<i>tijdens overtoeren</i>	<5,0E-06		

Tabel 7: Faalfrequentie (per turbine per jaar) voor bladbreek uit verschillende bronnen

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 8 wordt het voorstel weergegeven voor de faalfrequentie van bladbreuk.

Faalfrequenties Bladbreuk per turbine per jaar		
	Handboek (2005)	DNV KEMA
	<i>Verwachtingswaarde</i>	<i>voorstel verwachtingswaarde</i>
Bladbreuk	6,3E-04	6,3E-04
<i>normaal bedrijf</i>	3,1E-04	6,2E-04
<i>Tijdens remactie</i>	3,1E-04	Nvt
<i>tijdens overtoeren</i>	<5,0E-06	<5,0E-06

Tabel 8: Faalfrequenties bladbreuk

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.

2.3 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.

Faalfrequenties windturbines			
	Handboek	Windkraftjournal	Caithness
	<i>verwachtings-waarde (=50% betrouwbaarheidspercentiel)</i>	<i>bepaalde gegevens, totaal van DU, DK en UK:</i>	<i>totaal DU, DK, UK</i>
Mastbreuk	5,8E-05	1,32E-05	3,52E-05

Tabel 9: Faalfrequenties mastbreuk per jaar uit verschillende bronnen

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). Ook voor moderne windturbines kan dus een faalkans van $5,8 \cdot 10^{-5}$ 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 $5,0 \cdot 10^{-5}$ per jaar en $8,3 \cdot 10^{-6}$ per jaar, zie Tabel 10.

Faalfrequenties windturbines per turbine per jaar		
	Handboek (2005)	DNV KEMA
	<i>verwachtingswaarde</i>	<i>voorstel verwachtingswaarde</i>
Mastbreuk	5.8E-05	5.8E-05
<i>knikken van de mast</i>		8.3E-06
<i>volledig falen</i>		5.0E-05

Tabel 10: Faalfrequenties mastbreuk

2.4 Gondel- en/of rotorafworp

De verwachtingswaarde die in het Handboek (2005) wordt weergegeven voor gondel- en rotorafworp betreft $2,0 \cdot 10^{-4}$ per turbine per jaar. Uit de faalgegevens van fabrikanten en uit de databases volgt een aanzienlijke lagere verwachtingswaarde. Tabel 11 biedt een overzicht van de faalfrequenties uit verschillende bronnen.

Faalfrequenties windturbines			
	Handboek	Windkrachtjournal	Caithness
	<i>verwachtings-waarde</i>	<i>beperkte gegevens,</i>	
	<i>(=50% betrouwbaar- heidspercentiel)</i>	<i>totaal van DU, DK en UK:</i>	<i>totaal DU, DK, UK</i>
Afvallen van gondel en/of rotor	2,0E-04	0,00E+00	1,76E-05

Tabel 11: Faalfrequenties gondel- en rotorafworp uit verschillende bronnen per turbinejaar

De faalfrequenties voor gondel/rotorbreuk, zoals blijkt uit Caithness database, is 10 keer lager dan in het Handboek (2005). 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 $1,8 \cdot 10^{-5}$ per jaar (zie Tabel 12).

Faalfrequenties windturbines per turbine per jaar		
	Handboek (2005)	DNV KEMA
	<i>verwachtingswaarde</i>	<i>voorstel verwachtingswaarde</i>
Val gondel en/of rotor	2.0E-04	1.8E-05

Tabel 12: Faalfrequenties gondel en rotorbreuk

2.5 Resultaat

Tabel 13 geeft concluderend de actuele faalfrequenties voor de drie faalscenario's, bladbreuk, mastbreuk en afwerp gondel/rotor voor windturbines vanaf 1 MW tot en met 5 MW. In het rapport van Gasunie/Tennet meent DNV KEMA dat de faalstatistieken voldoende conservatisme bevatten om niet de 95% betrouwbaarheidspercentielen te hanteren, maar de verwachtingswaarde. Het Ministerie van Infrastructuur en Milieu heeft echter besloten dat ook voor de faalfrequenties van windturbines het 95% betrouwbaarheidspercentiel moet worden gehanteerd. Tabel 13 geeft de geactualiseerde faalfrequentie aan voor windturbines. De nieuwe rekenwaarde is gebaseerd op de 95% bovengrens.

Faalfrequenties windturbines		
	<i>verwachtingswaarde</i>	<i>95% betrouwbaarheidspercentiel</i>
Bladbreuk	6,3E-04	8,4E-04
<i>normaal bedrijf</i>	6,2E-04	8,4E-04
<i>tijdens overtoeren</i>	<5,0E-06	5,0E-06
Mastbreuk	5,8E-05	1,3E-04
<i>falen gedeelte van de mast</i>	8,3E-06	
<i>volledig falen</i>	5,0E-05	
Afvallen van gondel en/of rotor	1,8E-05	4,0E-05

Tabel 13: Overzicht van scenario's en faalfrequenties (per turbine per jaar)

Voor bladbreuk wijzigen de faalfrequenties niet ten aanzien van het Handboek (2005), 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.

3 **RUIMTELIJKE TREFKANSDICHTHEIDSVERDELINGEN**

In het vorige hoofdstuk zijn de faalscenario's en de bijbehorende frequenties van windturbines afgeleid. Deze scenario's hebben allen betrekking op vallende delen van de windturbine. De kans dat een nabijgelegen object wordt geraakt, is niet gelijk aan de corresponderende frequentie, maar een fractie hiervan. Om uit te rekenen welke fractie dit is, dient een ruimtelijke kansverdeling van deze frequentie te worden toegepast. In dit hoofdstuk wordt beschreven hoe deze frequenties van de vallende delen over de ruimte zijn verdeeld: dit zijn de ruimtelijke trefkansdichtheidsverdelingen.

De kans dat een object wordt geraakt is afhankelijk van deze kansdichtheidsverdeling en de locatie en grootte van het object. In hoofdstuk 3 zal de uiteindelijke kans van raken worden bepaald als functie van de kansdichtheidsverdeling, de grootte en positie van het object.

3.1 **Bladafworp**

3.1.1 **Generieke turbine gegevens**

Voor de update van de trefkans als gevolg van bladbreuk zijn specificaties (rotordiameter, ashoogte en nominaal toerental) verzameld van verschillende commercieel verkrijgbare windturbines. Voor de update van de trefkansen zijn windturbines gebruikt met een groter vermogen vanaf 1MW. Deze gegevens zijn weergegeven in Tabel 14.

Een ander criterium dat gehanteerd is bij de verzameling van gegevens is dat windturbines met rotorbladen waarvan de bladwortel uit staal is vervaardigd, zijn uitgesloten. Door de aanwezigheid van grote hoeveelheden staal in de bladwortel is de zwaartepuntligging beduidend anders en is afworp verschillend ten opzichte van kunststofbladen. Hierdoor kan het in deze paragraaf beschreven bladafworpmodel wel gebruikt worden, maar dienen de resultaten opnieuw berekend te worden. De gegeven voorbeelden betreffen echter volledig kunststof rotorbladen.

Naast de parameters die beschreven staan in Tabel 14 is voor de berekening van de werpafstand ook de zwaartepuntligging van het blad nodig. De exacte zwaartepuntligging wordt vastgesteld nadat de productie van het blad heeft plaatsgevonden. Bij de meeste turbines ligt het zwaartepunt van een volledig kunststofblad tussen 30 en 40% vanaf het rotorcentrum. Voor de berekeningen van de werpafstand wordt daarom een generieke zwaartepuntligging van 35% vanaf het rotorcentrum toegepast.

Fabrikant	Type	Vermogen [MW]	Rotordiameter [m]	Masthoogte [m]	Toerental [rpm]
Siemens	SWT-3.0-101	3	101	80	
Alstom Power	100	3	100,8	75	14,2
Acciona	AW3000-100	3	100	100	14,2
Vestas	V90-3MW	3	90	65	16,1
Enercon	E82 -3MW	3	82	78	18,5
Vestas	V112 -3MW	3	112	84	12,8
Enercon	E101-3MW	3	101	99	14,5
Leitwind	LTW101-3000	3	101	97	14,5
Acciona	AW3000-109	3	109	100	13,2
Alstom Power	110	3	109,8	75	13,6
Fuhrlander	FL 3000/120	3	120	90	14,8
Acciona	AW3000-116	3	116	100	12,3
Siemens	SWT-3.6-120	3,6	120	120	13
Repower	5M	5	126	117	12,1

Tabel 14: Generieke turbinegegevens

3.1.2 Kansdichtheidsfunctie

Voor het berekenen van de werpafstanden van windturbinebladen wordt aangenomen dat het blad afbreekt bij de bladwortel, met als gevolg dat het model niets zegt over het afbreken van bladdelen zoals de tip. Uitgangspunt bij het berekenen van de werpafstand is de plaats waar het zwaartepunt van het blad op het maaiveld terecht komt.

Er wordt uitgegaan van het klassieke kogelbaanmodel. Dit model beschrijft de horizontale en verticale verplaatsing van een voorwerp waarbij de invloed van eventuele op-/neerwaartse kracht (lift) en luchtweerstand verwaarloosd wordt.

De relevante parameters voor berekenen van de werpafstand zijn:

- H: hoogte rotor-as [m]
- Ω : toerental van de rotor [rad/s]
- α : hoek met het horizontale vlak [rad]
- R_z : afstand tot het rotor centrum gemeten vanaf het rotorblad zwaartepunt

Indien de bladtip op de hoogste positie in het rotorvlak staat is de hoek 90° ($\frac{\pi}{2}$ rad), horizontaal (uitgangspositie) op 0 en op de laagste positie 270° ($-\frac{\pi}{2}$ rad).

Om de positie van het wegvliegende deel op tijdstip t te berekenen, worden de volgende twee formules⁸ toegepast:

$$x(t) = |R_z \cos \alpha - \Omega R_z t \sin \alpha| \quad (1)$$

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

In deze formules is x de horizontale afstand ten opzichte de windturbine en z de hoogte ten opzichte van het maaiveld.

Om te bepalen waar het zwaartepunt van het wegvliegend deel de grond raakt, wordt eerst berekend op welk tijdstip het zwaartepunt de grond raakt. Hiervoor geldt $z(t) = 0$ en het tijdstip wordt bepaald door:

$$t_i = \frac{\Omega R_z \cos \alpha}{g} + \sqrt{\frac{2}{g} \left(H + R_z \sin \alpha + \frac{\Omega^2 R_z^2 \cos^2 \alpha}{2g} \right)} \quad (3)$$

Door tijdstip t_i uit formule 3 in te vullen in formule 1 kan bepaald worden waar het wegvliegend deel de grond raakt.

De werpafstand x wordt voor een zeer groot aantal azimuthoeken van het rotorvlak (equidistant verdeeld) berekend. Vervolgens wordt het aantal gebeurtenissen waarbij het zwaartepunt binnen dezelfde eenheid van een meter afstand van de windturbine, bijvoorbeeld tussen 50 en 51 meter, terechtkomt opgeteld, het zogenaamde “binnen”. Verder wordt verondersteld dat de positie van de windturbine, ten opzichte van het noorden, bij het optreden van bladbreuk indifferent is. Door vervolgens het aantal gebeurtenissen van bladbreuk in een “bin” van één meter te delen door het oppervlak van de bin, wordt de trefkans per m^2 bepaald. Het oppervlak van een “bin” van één meter op afstand R van de windturbine is gelijk aan:

$$\text{Oppervlak bin (R)} = \pi[(R+1)^2 - R^2]$$

De kansdichtheidsfunctie $f(x)$ geeft de kans per m^2 dat het zwaartepunt van het wegvliegend deel op een bepaalde plek terechtkomt bij de gebeurtenis bladbreuk. Om de kansdichtheidsfunctie vast te stellen worden de werpafstanden berekend voor iedere azimuth positie van het rotorblad. Verondersteld wordt dat de kans op bladbreuk voor elke azimuth positie gelijk is. Berekeningen worden gemaakt voor een toerental gelijk aan nominaal en in overtoeren, waarbij overtoeren zijn gelijkgesteld aan tweemaal nominaal.

⁸ Zoals beschreven in Bijlage C1 van dit Handboek.

3.1.3 Resultaten

Met behulp van de generieke turbinegegevens en de rekenmethodiek die in deze paragraaf is beschreven, zijn een drietal kansdichtheidsfuncties uitgewerkt. De kansdichtheidsfuncties zijn opgesteld voor de volgende drie vermogensklassen:

- 3 MW
- 3,6 MW
- 5 MW.

In de 3 MW klasse zijn verschillende turbines commercieel verkrijgbaar. Daarom is voor deze klasse een gemiddelde waarde berekend voor de ashoogte, rotordiameter en toerental. Voor de 3,6 MW en 5 MW klasse zijn respectievelijk de gegevens van de Siemens SWT 3.6-120 en Repower 5M gebruikt voor het bepalen van de kansdichtheidsfunctie. De gegevens zijn weergegeven in Tabel 15.

Vermogen [MW]	Rotordiameter [m]	Masthoogte [m]	Toerental [rpm]
3	103,6	86,9	14,4
3,6	120	120	13
5	126	117	12,1

Tabel 15: Turbine gegevens

3.1.4 Aanname toerental

Bij het bepalen van de trefkans wordt er aangenomen dat bij de huidige generatie windturbines er zich twee situaties voor kunnen doen. Bladafbreuk bij nominaal toerental of bij overtoeren (2x nominaal). In de het Handboek wordt ook het toerental bij mechanisch remmen (1,25x nominaal) gebruikt. Het mechanisch remmen komt echter bij de huidige generatie windturbines niet meer voor, dat was een eigenschap van de oude netgekoppelde windturbines tot ongeveer 1 MW die ontwikkeld zijn tot en met tweede helft jaren '90. Dit type turbine wordt niet meer gemaakt, en windturbines draaien niet meer bij 1,25 maal het nominaal toerental. Wat wel nog voorkomt in de huidige generatie windturbines is dat het toerental kortstondig (enkele seconden) kan oplopen tot 1,05 tot 1,10 nominaal tijdens het afregelen. Doordat dit verhoogde toerental maar kortstondig optreedt, zal deze niet worden meegenomen in de bepaling van de trefkans.

Kansdichtheids-functies geven de kans per m² dat het zwaartepunt van het wegvliegend blad op die bepaalde m² terechtkomt. Vanwege het feit dat de kansdichtheid conditioneel is met betrekking tot bladbreuk, tellen deze kansen op tot 1 voor een cirkelvormig gebied met een straal van de maximale werpafstand. Dit is weergegeven in de formules 4 en 5.

$$\int_0^{2\pi} \int_0^{x_{\max}} f(x) x dx d\varphi = 1 \quad (4)$$

$$2\pi \int_0^{x_{\max}} f(x) x dx = 1 \quad (5)$$

Om de trefkans van een object te bepalen, dient de uitkomst van de kansdichtheidsfunctie [per m²] vermenigvuldigd te worden met de frequentie van bladbreuk [per jaar] om tot een trefkans per m² per jaar te komen.

3.2 Mastbreuk

Bij mastbreuk wordt in hoofdstuk 2 onderscheid gemaakt tussen volledig falen en knikken in het bovenste deel. Hierbij komt de gondel niet op de grond. Daardoor is het effect van gedeeltelijk falen in de berekening van gevolgschade niet van belang en zal alleen voor volledig falen een kansdichtheidsverdeling worden afgeleid.

De kansdichtheidsverdeling voor het volledig falen van de mast hangt af van de hoogte waarop de mast knikt en van de richting waarin de mast zal vallen. Deze richting is aangenomen uniform verdeeld te zijn (geen voorkeursrichting).

Voor de hoogte van de knik van de mast wordt, evenals in het Handboek, conservatief uitgegaan van het knikken bij de voet. Dit betekent dat de gondel/rotor bij mastbreuk altijd op een mastlengte van de voet valt. De kansdichtheidsverdeling betreft nu een universele hoekverdeling over de richtingen in het horizontale vlak.

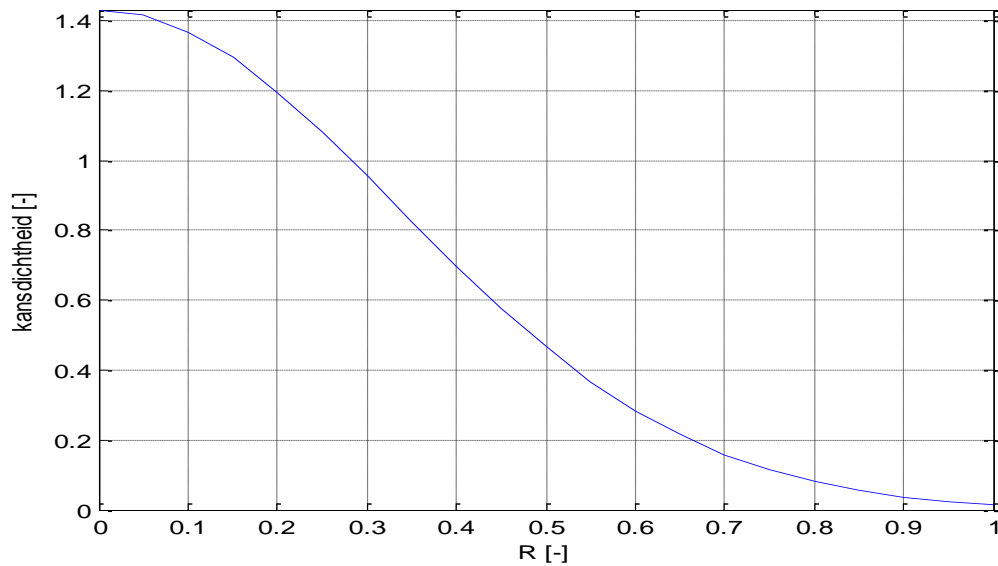
Een belangrijk verschil in rekenmethodiek voor mastbreuk ten opzichte van blad- en gondel/rotorafworp, is dat bij het mastbreukscenario met zowel impact van de mast als van de gondel/rotor wordt gerekend.

3.3 Gondel en/of rotorafworp

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 het Handboek komt naar voren dat het effectgebied van het vallen van de gondel/rotor gelijk is aan de bladlengte (halve rotordiameter). In het voorliggende rapport wordt eveneens van dit effectgebied uitgegaan.

De meest voor de hand liggende keuze voor de verdeling is de normaalverdeling. Hiervan is de eigenschap dat 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 verdeling dient de parameter σ gekozen te worden die aangeeft hoe snel de kans afneemt als functie van de afstand tot de mast. Een kleinere σ betekent een lagere kans dat de gondel/rotor ver van de mast neerkomt. Om de kans geleidelijk tot aan de effectafstand te laten afnemen tot ongeveer nul, wordt voorgesteld uit te gaan dat 3σ gelijk is aan de bladlengte. Hierdoor neemt enerzijds de kans niet te snel af voor locaties die verder van de voet van de windturbine verwijderd zijn en anderzijds is de kans dat de gondel/rotor, op basis van deze verdeling, buiten de effectafstand terecht komt voldoende klein (minder dan 1%) zodat deze verwaarloosd kan worden. Buiten de effectafstand van een bladlengte wordt voortaan dan ook de kans afgekapt op nul.

De normaalverdeling is toegepast op de ruimtelijke situatie. De kans dat de gondel/rotor op een bepaalde afstand van de voet van de windturbine terechtkomt, is in de volgende figuur weergegeven. Hierbij is de afstand geschaald naar de bladlengte. Op de y-as staat nu een kansdichtheid die dimensieloos is (het oppervlak van het effectgebied is in de geschaalde grafiek eveneens 1, zonder eenheid). Om de kans per vierkante meter te vinden dient de gevonden kansdichtheid nog gedeeld te worden door de bladlengte in het kwadraat.



Figuur 3: Kansdichtheidsverdeling van de val van de gondel/rotor

Ter verduidelijking volgt een voorbeeld. Een windturbine heeft een bladlengte van 40m. De kansdichtheid op 16 meter afstand kan uit de grafiek worden afgelezen bij $R = 16/40 = 0,4$ en betreft ca. 0,7. Om de kans per vierkante meter te vinden dient dit getal nog gedeeld te worden door de bladlengte in het kwadraat, zijnde de straal van de cirkel waarbinnen de gondel of rotor terecht kan komen. Hieruit volgt dat de kans dat het massamiddelpunt van de gondel/rotor op een bepaalde plek op een afstand van 16 meter van de voet van de windturbine valt, gelijk is aan $0,7 / (40 \text{ m})^2 = 4,4 \cdot 10^{-4}$ per m^2 .

Voor toepassing in een kwantitatieve risicoanalyse dient bovenstaande nog vermenigvuldigd te worden met de frequentie van het afvallen van de gondel/rotor, om tot een frequentie per vierkante meter per jaar te komen.