Veenker
Ingenieure

Hannover – Leipzig

Dr.-Ing. Veenker
Ingenieurgesellschaft mbH

Heiligengeiststraße 19
30173 Hannover

Leibnizstraße 25
04105 Leipzig

mail@veenkergmbh.de
www.veenkergmbh.de

Gutachten

Windenergieanlagen in Nähe von Schutzobjekten

Bestimmung von Mindestabständen

Dieses Dokument ersetzt das Gutachten

Nr. 97111, Revision 07

Auftraggeber:	Siehe Seite 2
Projekt:	77919
Datum:	15.12.2020
Ausgabe:	12/2020

Vereidigter Sachverständiger
Dipl.-Ing. Jörg Himmerich

Amtsgericht Hannover
HRB 57 606
USt-IdNr.: DE 198 708 104

Geschäftsführer
Jörg Himmerich

Auftraggeber

SL Naturenergie GmbH

Bundesverband WindEnergie e. V.

DGMK e. V.

GASCADE Gastransport GmbH

ONTRAS Gastransport GmbH

Thyssengas GmbH

ExxonMobil Production Deutschland GmbH

Neptune Energy Deutschland GmbH

Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG

Wintershall Dea Deutschland GmbH

Enercon GmbH

Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung 13

2. Vorgang 14

3. Unterlagen 17

3.1 Vorwort 17

3.2 Vorschriften 17

3.3 Schadensstatistiken 19

3.4 Literatur 20

4. Grundlagen 23

4.1 Allgemeine Bemerkungen zu Errichtung und Betrieb von Windenergieanlagen 23

4.2 Nachweisform 24

4.3 Sicherheitsrelevante Versagensszenarien 27

4.3.1 Grundsätzliche Bemerkungen 27

4.3.2 Abwurf von Rotorblättern oder Teilen davon 27

4.3.3 Abwurf und Fall von Eisfragmenten 28

4.3.4 Abwurf des Maschinenhauses 28

4.4 Schadensszenarien 28

4.4.1 Grundsätzliche Bemerkungen 28

4.4.2 Eingeerdete Schutzobjekte 29

4.4.3 Oberirdische Schutzobjekte 30

4.5 Definition von Grenzwerten 31

4.6 Berücksichtigung von Windparks 32

4.6.1 Angaben zu Windparks 32

4.6.2 Berechnung bei punktförmigen Schutzobjekten 33

4.6.3 Berechnung bei Leitungen 33

5. Eintrittswahrscheinlichkeit der Versagensszenarien 35

5.1 Allgemeine Bemerkungen 35

5.2 Auswertung für den Rotorblattabwurf 37

5.2.1 Bewertung der Daten 37

5.2.2 Anzahl der Ereignisse 37

5.2.3 Angaben zu Trummgrößen 38

5.2.4 Windgeschwindigkeit im Schadensfall 39

5.3 Auswertung für Eiswurf 39

5.4 Auswertung für den Abwurf des Maschinenhauses 41

5.5 Abschließende Festlegungen 41

5.5.1 Zusammenstellung der Eintrittswahrscheinlichkeiten 41

5.5.2 Bewertung des Datenmaterials 42

5.5.3 Vergleich mit anderen Richtlinien 42

5.5.4 Zeitliche Entwicklung der Versagenswahrscheinlichkeit 43

6. Gefährdung durch Rotorblattabwurf 44

6.1 Darstellung der Beanspruchung 44

6.2 Berechnungsgrundlagen 44

6.2.1 Ermittlung der Wurfbahn 44

6.2.2 Angaben zum Luftwiderstand 45

6.2.3 Bewegungskomponente in Windrichtung 46

6.2.4 Bewegungskomponenten senkrecht zur Windrichtung 47

6.2.5 Statistische Auswertung der Wurfweiten 47

6.3 Ergänzende Bemerkungen 48

6.3.1 Überdrehzahl 48

6.3.2 Maßgebliche Windgeschwindigkeiten 48

6.3.3 Sturmabregelung 49

6.3.4 Eindringen eines abgeworfenen Rotorblattes in den Boden 49

6.3.5 Maßgebende Fläche oberirdischer Anlagen 50

6.3.6 Gefährdung von großformatigen Rohren 51

6.4 Ergebnisse 51

7. Gefährdung durch Abwurf von Eisfragmenten 53

7.1 Darstellung der Gefährdung 53

7.2 Angaben zur Berechnung 53

8. Gefährdung durch Abwurf des Maschinenhauses 55

8.1 Darstellung der Beanspruchung 55

8.2 Aufprallstelle des Maschinenhauses 55

8.2.1 Theoretische Grundlagen der Wurfparabel 55

8.2.2 Probabilistische Betrachtungen 56

8.2.3 Ergebnisse 56

8.3 Aufprallstelle abstehender Rotorblätter 56

8.3.1 Grundlagen der Berechnung 56

8.3.2 Probabilistische Betrachtungen für eingeerdetes Schutzobjekt 57

8.3.3 Ergebnisse 58

8.4 Dynamische Beanspruchung infolge Aufprallenergie 58

8.4.1 Theoretische Grundlagen 58

8.4.2 Ergebnisse 59

8.4.3 Probabilistische Bewertung 60

9. Ermittlung von Mindestabständen 61

9.1 Bewertung der Gefährdung 61

9.2 Darstellung der Ergebnisse 61

9.2.1 Definition von Klassen der Windenergieanlagen 61

9.2.2 Ergänzende Bemerkungen 62

9.2.3 Plausibilitätsprüfung der Mindestabstände 62

9.3 Allgemeine Anwendungshinweise 63

10. Bewertung der Schutzobjekte für das Medium Erdgas 65

10.1 Allgemeines 65

10.2 Festlegung von Grenzwerten 65

10.3 Mindestabstände für eingeerdete Schutzobjekte 67

10.4 Mindestabstände für oberirdische Schutzobjekte 68

10.5 Ergänzende Bemerkungen 69

11. Bewertung der Schutzobjekte für das Medium Mineralöl 70

11.1 Allgemeines 70

11.2 Festlegung von Grenzwerten 70

11.3 Mindestabstände für eingeerdete Leitungen 72

11.4 Mindestabstände für oberirdische Anlagen 73

11.5 Ergänzende Bemerkungen 73

12. Bewertung für die E&P-Industrie 74

12.1 Allgemeines 74

12.2 Festlegung von Grenzwerten 74

12.2.1 Grenzwerte für das Medium Süßgas 74

12.2.2 Grenzwerte für das Medium Sauergas 75

12.2.3 Grenzwerte für das Medium Erdöl 76

12.3 Mindestabstände für eingeerdete Leitungen 76

12.4 Mindestabstände für oberirdische Anlagen 77

12.5 Bewertung der Ergebnisse 78

13. Bewertung für Kavernen 80

13.1 Allgemeines 80

13.2 Festlegung von Grenzwerten 80

13.3 Mindestabstände für oberirdische Anlagen 81

13.4 Ergänzende Bemerkungen 82

14. Bewertung für Biogasanlagen 83

14.1 Allgemeines 83

14.2 Festlegung von Grenzwerten 83

14.3 Mindestabstände für Biogasanlagen 83

14.4 Ergänzende Bemerkungen 84

15. Bewertung für Verkehrswege 86

15.1 Darstellung der Gefährdung 86

15.2 Festlegung von Grenzwerten 86

15.3 Ermittlung von Mindestabständen 87

15.3.1 Straßen geringer Ordnung 87

15.3.2 Bahnstrecken 87

15.4 Ergänzende Bemerkungen 88

16. Bewertung für Stellplätze 90

16.1 Darstellung der Gefährdung 90

16.2 Festlegung von Grenzwerten 90

16.3 Ermittlung der Mindestabstände 90

17. Unterschreitung der Mindestabstände 91

17.1 Allgemeine Bemerkungen 91

17.2 Verdichtung des Überwachungsrhythmus 92

17.3 Drosselung der WEA 93

17.4 Abdeckung eingeerdeter Schutzobjekte 93

17.5 Einhausung oberirdischer Schutzobjekte 94

Anlagenverzeichnis

A 1 Projektstruktur

A 2 Sicherheitskonzepte

A 3 Versagensszenarien

A 4 Eintrittswahrscheinlichkeit der Versagensszenarien – mechanische Bauteile

A 5 Eintrittswahrscheinlichkeit der Versagensszenarien – Eiswurf

A 6 Ergänzende Untersuchungen zum Rotorblattabwurf

A 7 Geometrie des Rotorblattabwurfs

A 8 Kenngrößen zur Berechnung der Wurfbahn

A 9 Eintrittswahrscheinlichkeit für Aufprallstellen beim Abwurf rotierender Teile

A 10 Geometrie für Abwurf des Maschinenhauses

A 11 Gefährdungsbereiche infolge Abwurfs des Maschinenhauses

A 12 Gefährdung infolge Turmbruchs

A 13 Beanspruchung von Großrohren

A 14 Zusammenstellung der berücksichtigten WEA – Klassifizierung

A 15 Mindestabstände zu Anlagen von Ferngasleitungen

A 16 Mindestabstände zu Anlagen von Mineralölfernleitungen

A 17 Mindestabstände zu Anlagen der E&P-Industrie – Medium Süßgas

A 18 Mindestabstände zu Anlagen der E&P-Industrie – Medium Sauergas

A 19 Mindestabstände zu Anlagen der E&P-Industrie – Medium Erdöl

A 20 Mindestabstände zu Kavernenanlagen

A 21 Mindestabstände zu Biogasanlagen

A 22 Mindestabstände zu Straßen geringer Ordnung

A 23 Mindestabstände zu Bahnstrecken

A 24 Mindestabstände zu Stellplätzen

A 25 Unbedenklichkeitsgrenze

Revisionsindex

Rev.	Datum	Bear-beitung	Position Pro-jektstruktur	Bearbeitete Kapitel	Bemerkung
00	06.03.2012	Ju	-	-	Erstfassung
01	18.09.2012	Ju	01 bis 14	4, 5, 7 neu, 8 neu, 9 neu, 10 bis 18	Überarbeitung Versa-gensszenarien, Bewer-tung einzelne Schutzob-jekte
02	10.01.2013	Ju	01 bis 14	4, 5, 7 neu, 8 neu, 9 ent-fällt, 10 bis 17	Überarbeitung Versa-gensszenarien, Bewer-tung einzelner Schutzob-jekte mit angepassten Ansätzen
03	26.06.2013	Ju	01 bis 14	10	Einführung von Lei-tungsklassen bei Fern-gasleitungen
04	29.11.2013	Ju	01 bis 14	3 bis 18	Einarbeitung Rückmel-dung aus dem Projekt-gremium
05	29.09.2014	Ju	01, 06, 12	4.6, 14.3	Kleines Schutzobjekt in Windparks, Aufenthalts-dauer auf Biogasanlagen
06	09.12.2014	Ju	03, 07, 13	6.3, 10, 15, 17	Großrohre für Fernlei-tungen, Besetzungsgrad von Fahrzeugen
07	11.12.2014	Ju	03	A 13	Redaktionelle Korrektur
08	16.09.2016	Ju	02 bis 14	9, 12.5 A 15 ff.	Prinzip zur Angabe der Mindestabstände Korrektur der Mindest-abstände für E&P-Industrie, Bohrung Öl sowie Einzelbauwerke
09	15.12.2020	SDa	k. A.	Sämtliche Kapitel	Siehe Revisionsbeschreibung

Revisionsbeschreibung Rev. 09

Nachfolgend werden die signifikanten Änderungen des vorliegenden Gutachtens in der Revision 07 durch die neuen Festlegungen in der Revision 09 beschrieben.

1. Berücksichtigung weiterer Windenergieanlagentypen:
   Es sind 72 weitere - und somit insgesamt 216 - Windenergieanlagentypen berücksichtig worden.

2. Neue Klasseneinteilung der Windenergieanlagentypen:
   Die Windenergieanlagentypen sind in 5 Klassen und 6 Nabenhöhenintervalle eingeteilt. Die Klassen 1 bis 3 sind gegenüber der vorhergehenden Revision unverändert. Bei der Klasse 4 sind Obergrenzen eingeführt, wodurch einige Windenergieanlagentypen nun in Klasse 5 eingruppiert wurden. Es ist ein weiteres Nabenhöhenintervall eingeführt worden.

3. Normierung des Grenzwertes:
   Es erfolgte eine Normierung (Anpassung) des Grenzwertes auf die tatsächlich gefährdete Länge bzw. Fläche eines Schutzobjektes. Sofern der gefährdete Bereich bei linienförmigen Objekten kleiner als 1.000 m respektive bei flächigen Objekten kleiner als 3.000 m² ist, erhöht sich der Grenzwert. Im arithmetischen Mittel entspricht der Grenzwert des gefährdeten und nicht gefährdeten Bereiches dem Grenzwert für 1.000 m. Ist der gefährdete Bereich größer als 1.000 m respektive 3.000 m², verringert sich der Grenzwert des tatsächlich gefährdeten Bereiches entsprechend.

4. Schutzobjekte:
   Deichanlagen, Einzelbauwerke und landwirtschaftliche Produktionsstätten sind im vorliegenden Gutachten nicht mehr behandelt.

5. Gefährdungsbereich infolge Abwurfs eines Maschinenhauses:
   Anpassung des Sicherheitszuschlages bei Ermittlung von Gefährdungsbereichen durch abstehende Rotorblätter beim Abwurf eines Maschinenhauses.

1. Zusammenfassung

Zur Nutzung regenerativer Energiequellen werden zurzeit Windenergieanlagen mit Nabenhöhe bis zu 170 m und Rotordurchmessern bis zu 160 m errichtet. Die Errichtung dieser Windenergieanlagen erfolgt in der Regel auf Geländen, die auch anderer Nutzung dienen. So ist es nicht auszuschließen, dass sich der Standort einer Windenergieanlage in der Nähe von sicherheitsrelevanten Schutzobjekten befindet.

Im vorliegenden Gutachten werden Mindestabstände zwischen Windenergieanlagen und bestimmten sicherheitsrelevanten Schutzobjekten ermittelt. Zu diesen gehören Einrichtungen der Gas- und Mineralölindustrie und Verkehrswege. Die Mindestabstände sind angegeben in den Anlagen A 15 ff.

Als Gefährdungspotenziale von sich im Betrieb befindenden Windenergieanlagen werden der Abwurf eines Rotorblattes oder Teilen davon, der Abwurf und der Fall von Eisfragmenten, der Abwurf des gesamten Maschinenhauses samt der abstehenden Rotorblätter sowie der Turmbruch betrachtet. Diese Gefährdungspotenziale werden probabilistisch bewertet. Der Abstand zwischen einer Windenergieanlage und einem Schutzobjekt wird iterativ verringert, bis ein zuvor definierter Grenzwert erreicht wird.

Die errechneten Mindestabstände gelten für eine allgemeine Anwendung und liegen auf der sicheren Seite. Bei einem Nachweis im Einzelfall können sich geringere Abstände ergeben. Sollte im Einzelfall auch dieser Abstand nicht reichen, kann mit den in Kapitel 17 beschriebenen Sicherungsmaßnahmen dennoch ein sicherer Zustand erreicht werden.

Die vorliegenden Untersuchungen basieren auf sicherheitsrelevanten Betrachtungen. Andere Abstände können sich aus schallemissions- oder optischen Gründen (Lichtschattenwurf) ergeben.

2. Vorgang

Zur Nutzung regenerativer Energiequellen werden zurzeit Windenergieanlagen (WEA) mit Nabenhöhen von bis zu 170 m und Rotordurchmessern von bis zu 160 m errichtet. In der Umgebung von Windenergieanlagen befinden sich vielfach Nutzungen, die durch die WEA einer Gefährdung ausgesetzt sein können (Schutzobjekte). Zu diesen Schutzobjekten gehören einerseits Einrichtungen anderer Energieversorgungsunternehmen und andererseits Verkehrswege und ähnliche Einrichtungen.

Grundsätzlich geht vom ordnungsgemäßen Betrieb der WEA keine Gefahr aus. Allerdings sind bei WEA, wie bei jeder technischen Anlage, Gefährdungen nicht auszuschließen. Ist der Abstand zwischen einer sich im Betrieb befindenden WEA und einem Schutzobjekt gering, so kann sich eine Gefährdung des Schutzobjektes ergeben. Diese Gefährdung ist durch die folgenden Schadensszenarien beschrieben:

- Abwurf eines Rotorblattes oder Teilen davon,
- Abwurf und Fall von Eisfragmenten,
- Abwurf des gesamten Maschinenhauses,
- Umkippen des gesamten Turmes.

Zur Verringerung dieser Gefährdungspotenziale sind in der Regel Mindestabstände zwischen einer WEA und dem Schutzobjekt einzuhalten. Die Definition dieser Mindestabstände erfolgt unter anderem aus sicherheitstechnischen Überlegungen. Ziel ist hierbei die Begrenzung des technischen Risikos auf ein Maß, welches für sich im Umkreis befindliche Personen oder für die Umwelt verträglich ist.

Derartige Untersuchungen lassen sich im Einzelfall lösen. Diese Verfahrensweise führt jedoch in der Planung eines konkreten Projektes zu Verzögerungen. Mit dem Ziel einer besseren Planungssicherheit werden im vorliegenden Gutachten Mindestabstände ermittelt, bei deren Einhaltung auf eine Einzelfallprüfung verzichtet werden kann. Diese sollten in tabellarischer Form für unterschiedliche Typen von WEA und diverse Schutzobjekte angegeben werden.

In Deutschland sind für einige Schutzobjekte Mindestabstände auf Länderebene innerhalb von „Windenergieerlassen“ geregelt. Als Schutzobjekte werden dort z. B. Bebauung, Verkehrswege etc. betrachtet. Andere, im vorliegenden Gutachten betrachtete Schutzobjekte sind durch diese Vorgaben nicht berücksichtigt. Die Mindestabstandsregelungen der Windenergieerlasse werden nur in seltenen Fällen mit der Sicherheit von Personen begründet. Zur Klärung dieser Fragestellung sowie zur Betrachtung nicht erfasster Schutzobjekte wurde von den Institutionen, die mit dieser Thematik befasst sind, die Erstellung eines grundlegenden Gutachtens angeregt. Die Erstellung dieses Gutachtens erfolgt unter der Federführung der Enercon GmbH.

Im Zeitraum 2004 bis 2014 wurden derartige Gutachten zur Ermittlung von Mindestabständen zwischen WEA und ausgewählten Schutzobjekten erstellt (Unterlagen U 58 und U 59). Aufgrund der technischen Entwicklung der WEA in Richtung größerer Nennleistung, höherer Nabenhöhen und größerer Rotordurchmesser wurden zunehmend Anlagen eingesetzt, die durch diese Gutachten nicht mehr abgedeckt waren. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit einer Aktualisierung dieser Gutachten. Eine Aktualisierung dieser Gutachten ist darüber hinaus dadurch zu begründen, dass zwischenzeitlich die hier behandelte Fragestellung in der Genehmigungspraxis für weitere WEA-Typen gefordert wird.

Die hier untersuchten Schutzobjekte weisen hinsichtlich ihrer Integrität unterschiedliche Eigenschaften auf. Daher werden die Berechnungen in zwei Arbeitspakete aufgeteilt. Diese Projektstruktur ist in A 1 dargestellt. Im ersten Arbeitspaket werden allgemeingültig die von den WEA ausgehenden Gefährdungen untersucht. Im zweiten Arbeitspaket werden die durch die Gefährdungen hervorgerufenen Schäden an den Schutzobjekten untersucht und bewertet. Schnittstelle für die beiden Arbeitspakete ist der Aufprall eines Teiles der WEA auf dem Gelände oberhalb eines eingeerdeten Schutzobjektes bzw. dem Schutzobjekt selbst. Aus den Berechnungen des ersten Arbeitspaketes können Abstände errechnet werden, deren Überschreitung probabilistisch nicht relevant ist. Diese Abstände werden als Unbedenklichkeitsgrenze gekennzeichnet.

Die Arbeiten wurden durch ein Anmerkungen und Hinweise einbringendes Gremium begleitet. Die beteiligten Unternehmen des Gremiums sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Firma
Enercon GmbH
Bundesverband Windenergie e. V.
Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG)
ExxonMobil Production Deutschland GmbH
ONTRAS Gastransport GmbH
GASCADE Gastransport GmbH
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches - DVGW
Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V.
Nord-West Oelleitung GmbH
astora GmbH & Co. KG
E.ON Gas Storage GmbH
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
EnviTec Biogas AG
Thyssengas GmbH
SL NaturEnergie GmbH

Tabelle 1: Projektgremium

Für die Anwendung werden die Ergebnisse in einem separaten Anwendungsdokument zusammengefasst. In diesem Anwendungsdokument werden die grundsätzlichen Parameter kurz beschrieben und die Abstandstabellen zusammengestellt.

3. Unterlagen

3.1 Vorwort

Es werden weiterhin die in Rev. 07 zitierten Unterlagen angezogen, da die dort aufgeführten Feststellungen auch in den jeweiligen neuen Revisionen weiterhin gültig sind.

3.2 Vorschriften

U 1 Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG), in der aktuell gültigen Fassung

U 2 12. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Störfall-Verordnung – 12. BImSchV), in der aktuell gültigen Fassung

U 3 BBergG „Bundesberggesetz", Ausfertigungsdatum 13.08.1980, in der aktuell gültigen Fassung

U 4 BVOT „Bergverordnung für Tiefbohrungen, Tiefspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen im Land Niedersachsen (Tiefbohrverordnung-BVOT), Ausgabe vom 20.09.2006

U 5 RohrFLtgV: „Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen (Rohrfernleitungsverordnung)", in der aktuell gültigen Fassung

U 6 GasHDrLtgV: „Verordnung über Gashochdruckleitungen (Gashochdruckleitungsverordnung – GasHDrLtgV)", vom 18.05.2011 (BGBl.I, S. 928), in der aktuell gültigen Fassung

U 7 StFV-ch: „Verordnung über den Schutz vor Störfällen (Störfallverordnung, StFV)", die Bundesbehörden der Schweizerischen Eidgenossenschaft, in der aktuell gültigen Fassung

U 8 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL) der Schweizerischen Eidgenossenschaft: „Richtlinien – Beurteilungskriterien I zur Störfallverordnung StFV", September 1996

U 9 DIN EN 1990: „Eurocode: Grundlagen der Tragwerksplanung; Deutsche Fassung EN 1990:2002+A1:2005+A1:2005/AC:2010“, Ausgabe 12/2010, einschließlich nationalem Anhang

U 10 DIN EN 1991-1-4: „Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten; Deutsche Fassung EN 1991-1-4:2005+A1:2010+AC:2010“, Ausgabe 12/2010, einschließlich nationalem Anhang

U 11 DIN EN 14161: „Erdöl- und Erdgasindustrie - Rohrleitungstransportsysteme (ISO 13623:2009 modifiziert); Deutsche Fassung 14161:2011“, Ausgabe 09/2011

U 12 DIN EN 50126; VDE 0115-103:2000-03: „Bahnanwendungen - Spezifikation und Nachweis der Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltbarkeit, Sicherheit (RAMS); Deutsche Fassung EN 50126:1999, einschließlich Berichtigung 1:2006-09 und Berichtigung 2:2011-01“

U 13 DIN EN 61400-1; VDE 0127-1:2011-08: „Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005+A1:2010); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005+A1:2010“, Ausgabe 08/2011

U 14 DIN EN ISO 16708: „Erdöl- und Erdgasindustrie - Rohrleitungstransportsysteme – Zuverlässigkeitsanalysen (ISO 16708:2006); englische Fassung EN 16708:2006“, Ausgabe 08/2006

U 15 GL IV-Teil 1: „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen“, Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, Ausgabe 1999

U 16 GL IV-Teil 1: „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen“, Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, Ausgabe 2003

U 17 GL IV-Teil 1: „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen“, Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, Ausgabe 2010

U 18 DIBt: „Richtlinie für Windenergieanlagen“, Fassung 1993, Ausgabe 08/1995

U 19 DIBt: „Richtlinie für Windenergieanlagen; Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“, Fassung 2004

U 20 DIBt: „Richtlinie für Windenergieanlagen; Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“, Fassung 2012

U 21 Technische Regel: „Werkstoffleitfaden für schwefelwasserstoff-beaufschlagte Systeme“, WEG Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V., Ausgabe 05/2008

U 22 PGS3: „Guidelines for quantitative risk assessment / CPR 18E / Purple Book“, VROM, Ausgabe 12/2005

U 23 TRFL: „Technische Regel für Rohrfernleitungen“, Ausgabe 03/2010

U 24 DVGW-Arbeitsblatt G 463: „Gasleitungen aus Stahlrohren für mehr als 16 bar Betriebsdruck; Errichtung“, Ausgabe 12/2001

U 25 RAS-Q: „Richtlinien für die Anlage von Straßen – Querschnitte“, Ausgabe 1996

U 26 HSE: „Reducing risks, protecting people / HSE's decision-making process", Health and Safety Executive, first published 2001

3.3 Schadensstatistiken

U 27 Zusammenstellung von Unfällen im Zusammenhang mit Windkraftanlagen für den Zeitraum 1996 bis 2003, Internetrecherche, Bearbeitungsstand vom 25.09.2003

U 28 ISET „Windenergiereport Deutschland 2008“; Herausgeber ISET, 2008

U 29 Ribrant, J.; Bertling, L. M.: „Survey of failures in windpower systems with focus on Swedish windpower plants during 1997 and 2005“, IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume 22, No. 1, March 2007, Pages 167 to 173

U 30 Stenberg, A.; Holttinen, H.: „Analysing failure statistics of windturbines in Finland“, European Windenergy Conference and Exhibition 2010 (EWEC 2010), Warsaw Poland, 20th to 23rd April 2010

U 31 Wilkinson, M. et al: „Methodology and results of the Reliawind reliability fields study", European Windenergy Conference and Exhibition 2010 (EWEC 2010), Warsaw Poland, 20th to 23rd April 2010

U 32 Technical Report: „Failure rates of Enercon wind turbines", report no. DEWI-OCC-SO-0704-37, Revision 0, aufgestellt vom DEWI-OCC Offshore and Certification Center GmbH vom 02.05.2007

U 33 EGIG: „8th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group", 12/2011

U 34 Davis, B. M., et al: „Performance of european cross-country oil pipelines / statistical summary of reported spillages in 2009 and since 1971", Ausgabe 05/2011

U 35 Gutachtliche Stellungnahme: „ENERCON Schadensdatenbank Jahre 2000 bis 2017", erstellt durch WindGuard Certification GmbH am 20.04.2018, übergeben durch ENERCON am 25.07.2019

U 36 Vernunftkraft – Bundesinitiative für vernünftige Energiepolitik, übergeben durch Nord-West Oelleitung GmbH am 22.07.2019

3.4 Literatur

U 37 Gasch, R. (Herausgeber): „Windkraftanlagen; Grundlagen und Entwurf", zweite, überarbeitete Auflage, Wiesbaden, Vieweg-Teubner, 6. Auflage 2010

U 38 Rademakers L.; Braam H.; Brinkmann H.; Ham K.; Verheij F.; Cleijne H.; Folkerts L. (Autoren): „Handboek Risicozonering Windturbines, Versie 1.0", Ausgabe 05/2002

U 39 Lehmann, T.: „Elemente der Mechanik III: Kinetik", Vieweg, 1977

U 40 Wortmann, F. X.: „Wie weit kann das Blatt einer Windturbine fliegen?", Institutsbericht 78-10 des Instituts für Aerodynamik und Gasdynamik der Universität Stuttgart, 09/1978

U 41 J. C. Consultancy Ltd.: „Risk assessment for hazardous installations“, Publishes for the Commission for the European Communitees by Pergamon Press, London, 1986

U 42 Klaus, E. H.: „Pipeline Integrity“ in Lenz, J.: „Pipeline Integrity – uneingeschränkte Verfügbarkeit und unbegrenzte Nutzungsdauer von Rohrleitungen und Rohrnetzen?“, Schriftenreihe aus dem Institut für Rohrleitungsbau an der Fachhochschule Oldenburg, Band 16, Vulkan-Verlag Essen, 1999

U 43 Röllecke, F.-J.: „Sicherheitsmaßnahmen bei der Förderung und Fortleitung von Sauergas“, in Erdöl Erdgas Kohle, 108. Jahrgang, Heft 6, Juli 1992

U 44 Craig, P. D.: „Sour-Gas Design Consideration”, Richardson, TX, 1993

U 45 WEG-Empfehlung: “Armaturenabstände und Alarmierungsstreifen an Sauergasleitungen“, Ausgabe 14.02.2001

U 46 Zimmerman, T. J. E.; Chen, Q.; Pandey, M. D.: „Limit States and Reliability-based Pipeline Design“, C-FER Report No. 95027, submitted to PRC International

U 47 Rist, D.: „Dynamik realer Gase: Grundlagen, Berechnungen und Daten für Thermogasdynamik, Strömungsmechanik und Gastechnik”, Springer-Verlag Berlin-Heidelberg, 1996

U 48 Smith, D. J.: „Reliability, maintainability and risk”, Butterworth-Heinemann, 6th Edition, 2001

U 49 Funk, K.: „Expertensystem für Lärm- und Erschütterungsprognosen beim Einbringen von Spundbohlen“, Dissertation, Universität Hannover, Curt-Risch-Institut für Dynamik, Schall- und Messtechnik, 1996

U 50 Studer, J. A.; Koller, M. G.: „Bodendynamik“, Springer-Verlag, Berlin-Heidelberg, 2. Auflage 1997

U 51 Smoltczyk, U.: „Grundbautaschenbuch“, 3. Auflage, Teil 1, Verlag Wilhelm Ernst & Sohn, 1980

U 52 Seiffert, H.; Westerhellweg, A.; Kröning, J.: „Risk analysis of ice throw from wind turbines", BOREAS VI, 09.04.2003 – 11.04.2003, Byhä, Finnland

U 53 Arnold, T.: „Risikoberechnungen bei Eisfall an WEA", AWES 2011, 18. und 19.10.2011, St. Pölten, Österreich

U 54 Schlussbericht: „Vereisung WEA St. Brais / Auswirkungen der Vereisung auf das Betriebsverhalten und Energieertrag von Windkraftanlagen im Jurabogen", aufgestellt von Meteotest, Bern am 15.08.2011

U 55 Tamelin, B.; Säntti, K.: „Icing in Europe", BOREAS IV, 31.03.1998 – 02.04.1998, Hetta, Finnland

U 56 Report 1009-0061-005.R05/AJS: „Windturbines in the Noordoostpolder (Northeast polder)", aufgestellt von Fugro Engineering B.V. vom 14.04.2011

U 57 Kemmler, J., et. al.: „Sicherheit von Erdgashochdruckanlagen / Rahmenbericht zur standardisierten Ausmaßeinschätzung und Risikoermittlung", Revision 2010

U 58 Gutachten Nr. 19003: „Windenergieanlagen in Nähe von Schutzobjekten / Bestimmung von Mindestabständen", Revision 07, aufgestellt von Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH vom 11.03.2005

U 59 Gutachten Nr. 97111: „Windenergieanlagen in Nähe von Schutzobjekten / Bestimmung von Mindestabständen", Revision 07, aufgestellt von Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH vom 11.12.2014

4. Grundlagen

4.1 Allgemeine Bemerkungen zu Errichtung und Betrieb von Windenergieanlagen

Wie von jeder technischen Einrichtung gehen von WEA Gefährdungen aus. Zur Eingrenzung dieser Gefährdungspotenziale werden Vorschriften herausgegeben, deren Forderungen sowohl von Herstellern als auch von Betreibern einzuhalten sind. Ziel dieser Vorgehensweise ist eine Reduzierung der Gefährdung dieser Anlagen auf ein sogenanntes „technisches Restrisiko".

Bei einer WEA handelt es sich um eine Kombination einer maschinentechnischen Einrichtung und eines Bauwerkes. Die Umsetzung sicherheitstechnischer Forderungen an die maschinentechnische Einrichtung ist geregelt in den Richtlinien des GL (Unterlagen U 15 bis U 17). Die sicherheitstechnischen Anforderungen an das Bauwerk (Turm und Gründung) sind geregelt in der Richtlinie des DIBt (Unterlagen U 18 bis U 20), welche zusätzlich DIN EN 61400 (Unterlage U 13) einbeziehen.

Die nach diesem Gutachten ermittelten Mindestabstände gelten für nach der GL-Richtlinie (Unterlagen U 15 bis U 17) zertifizierte Anlagentypen, die nach Maßgabe der Bestimmungen des Zertifizierungsberichtes errichtet und betrieben werden. Weiterhin gelten die hier ermittelten Mindestabstände für Windenergieanlagen, deren Turmbauwerk nach den Anforderungen der Richtlinie des DIBt (Unterlagen U 18 bis U 20) dimensioniert wurden. Hinsichtlich sicherheitsrelevanter Aspekte sei auf die folgenden Bemerkungen hingewiesen:

Sicherheitstechnische Anforderungen an die maschinentechnischen Einrichtungen beziehen sich sowohl auf die Herstellung als auch auf den Betrieb. Wie bei jeder Maschine sind die gerätetechnischen Komponenten einer WEA sorgfältig herzustellen sowie im Betrieb zu warten. Insofern sind in den Vorschriften aus den Unterlagen U 15 bis U 17 Anforderungen an die Qualität und die Qualitätsüberwachung während der Herstellung sowie Anforderungen an die Wartung enthalten. Insbesondere sind die geforderte Häufigkeit und Intensität der Überwachung der Anlagen zu beachten.

Wie bei allen Bauwerken beziehen sich die sicherheitstechnischen Anforderungen der Richtlinie der DIBt (Unterlagen U 18 bis U 20) im Wesentlichen auf die Planung, Konstruktion und Errichtung des Turmbauwerkes einschließlich der Gründung. In den neueren Fassungen der Richtlinie DIBt (Unterlagen U 19 und U 20) ist die Forderung nach Vorlage eines Gründungsgutachtens, erstellt durch einen Sachverständigen, enthalten. In der älteren Fassung der Richtlinie (Unterlage U 18) ist diese Forderung nicht explizit enthalten, sodass bei älteren WEA ein derartiges Gutachten prinzipiell nicht vorausgesetzt werden kann. In den folgenden Untersuchungen wird davon ausgegangen, dass ein derartiges Gutachten vorliegt. Dies ist ggf. zu prüfen bzw. ein etwaig vorhandenes Gutachten durch einen sachverständigen Bodengutachter zu überprüfen.

Bei der Einhaltung von Vorschriften, insbesondere im bautechnischen Bereich, kann von einer Versagenswahrscheinlichkeit eines Bauwerks von 10^{-6} Ereignissen pro Jahr ausgegangen werden. Dies ist der Grenzwert nach DIN EN 1990 (Unterlage U 9) für ein technisches Restrisiko. Bei vorsätzlicher oder fahrlässiger Missachtung der in den Vorschriften genannten Anforderungen kann es zu einer Erhöhung des Risikos kommen. So ist bei bekannten Fällen für das Ereignis Umkippen eines Turmes die Nichteinhaltung der o. a. sicherheitstechnischen Anforderungen als verursachend festgestellt worden. Insofern sei hier ausdrücklich auf das Erfordernis der Einhaltung der maßgeblichen Vorschriften hingewiesen. Nähere Einzelheiten zur Bewertung befinden sich in Anlage A 12.

Eine nach der Vorschrift in Unterlage U 18, unter Teilnahme eines anerkannten Sachverständigen für die Gründungsbegutachtung, bzw. nach der Vorschrift in den Unterlagen U 19 bzw. U 20 geplante und errichtete WEA wird bezüglich des Bauwerkes (Turm) als sicher betrachtet.

4.2 Nachweisform

Bei der Bemessung und der Sicherheitsbewertung kommen Konzepte zur Anwendung, die zunächst prinzipiell entweder deterministisch oder probabilistisch sind. Der prinzipielle Aufbau ist in der Anlage A 2 dargestellt. Das deterministische Konzept gibt einen Sicherheitsabstand zwischen dem Beanspruchungszustand und einem gesellschaftlich akzeptierten Grenzwert an. Insbesondere gilt, dass bei diesem Konzept der gefährliche Zustand als absolut und immer vorhanden vorausgesetzt wird. Deswegen eignet sich dieses Konzept nicht für die

Bewertung von außergewöhnlichen Ereignissen. Zum Einsatz kommen dann probabilistische Konzepte. Hier werden die Gefährdungen statistisch durch ihre Eintrittswahrscheinlichkeit berücksichtigt. Unter zusätzlicher Betrachtung des Widerstands eines Schutzobjektes gegenüber der Gefährdung ergibt sich eine Eintrittswahrscheinlichkeit für das Auftreten eines Schadens. Es handelt sich um eine probabilistische Untersuchung auf dem Niveau einer SRA (Structural Reliability Analysis). Im weiteren Vorgehen erfolgt eine Bewertung der Auswirkungen eines Schadens. Diese Auswirkungen lassen sich ebenfalls statistisch bewerten. Die gleichzeitige Betrachtung der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Schadens und der Wahrscheinlichkeit einer unerwünschten Auswirkung erfolgt in der QRA (Quantitative Risk Analysis).

Die hier zu untersuchenden Versagensszenarien sind als außergewöhnliche Ereignisse einzustufen. Wie in Kapitel 5 gezeigt wird, ist ihre Eintrittswahrscheinlichkeit jedoch höher als ein allgemein akzeptiertes technisches Risiko. Insofern sind weitere Betrachtungen erforderlich. Gemäß obigen Ausführungen kommt das probabilistische Sicherheitskonzept zur Anwendung.

Im probabilistischen Nachweis wird eine errechnete Eintrittswahrscheinlichkeit für ein Schadensereignis einer zulässigen Eintrittswahrscheinlichkeit gegenübergestellt. Die Eintrittswahrscheinlichkeit für ein Schadensereignis ergibt sich aus einer Ereigniskette. Jedes Einzelereignis dieser Kette ist als Folgeereignis zu betrachten, sodass das Produkt der Eintrittswahrscheinlichkeit der Einzelereignisse die Eintrittswahrscheinlichkeit des Schadens liefert. Dieser Wert ist dann einem Grenzwert gegenüberzustellen, der von dem jeweiligen Schutzobjekt abhängt. Der mathematische Ausdruck lautet:

$$Pf_{Limit}\,(\text{Schutzobjekt}) \geqslant Pf1 \cdot Pf2 \cdot Pf3 \cdot Pf4.$$

In der oben dargestellten Formel bedeuten:

Pf_{Limit} vom jeweiligen Schutzobjekt abhängiger Grenzwert für die Gefährdung, ermittelt für den Nachweis einer SRA

Pf1 Eintrittswahrscheinlichkeit für das Versagensereignis an der WEA nach Kapitel 5

Pf2 Eintrittswahrscheinlichkeit für den Treffer des Schutzobjektes durch ein abgeworfenes Rotorblatt usw. gemäß den Berechnungen in Kapitel 6, 7 und 8

Pf3 Eintrittswahrscheinlichkeit von Windrichtungen; wird aus der Auswertung von Windrichtungsverteilungen bekannter Einzelprojekte hergeleitet

Pf4,n Eintrittswahrscheinlichkeit zur Berücksichtigung weiterer (bis n) Einflüsse, z. B. Eindringen eines Rotorblattes in das Erdreich

Die Ermittlung des Mindestabstandes zwischen dem Standort einer WEA und einem Schutzobjekt erfolgt durch iterative Annäherung beider Objekte. In jedem Iterationsschritt wird die Gefährdung durch den Schaden (siehe Kapitel 4.4) ermittelt und mit einem Grenzwert verglichen. Die Entfernung gilt als Mindestabstand, bei der der Grenzwert in diesem Iterationsprozess signifikant überschritten wird.

Im vorliegenden Fall handelt es sich um eine allgemeine Untersuchung, die unter den folgenden vereinfachenden Annahmen durchgeführt wird:

- Die Windrichtung wird im ungünstigsten Wert angesetzt.

- In Anlage A 14 sind die WEA-Typen aufgeführt, die in den folgenden Untersuchungen Berücksichtigung finden. Es wurden die Hersteller erfasst, die nach Unterlage U 28 in der BRD ca. 90 % der Leistung installierten.

- Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird verlangt. Einzelheiten enthält Kapitel 4.1. Unzulässige Eingriffe in die Betriebsführung, Mängel in der Errichtung und der Wartung, sowie weitere Vorfälle, die nicht den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprechen, werden hier nicht berücksichtigt. Dies gilt auch dann, wenn diese Ursache der bisher bekannten Schäden sind.

4.3 Sicherheitsrelevante Versagensszenarien

4.3.1 Grundsätzliche Bemerkungen

Grundsätzlich können sich Forderungen von Mindestabständen aus Versagensszenarien an der WEA oder aus Versagensszenarien an bestimmten Schutzobjekten ergeben. Im vorliegenden Gutachten werden die Versagensszenarien an der WEA zur Ermittlung von Mindestabständen zugrunde gelegt.

Als Versagensszenarien werden im Folgenden Schadensfälle definiert, die für die Beurteilung der Gefährdung und des entstehenden Risikos maßgeblich sind.

Als wesentliche Versagensszenarien an einer WEA sind der Abwurf von rotierenden Teilen, der Abwurf und der Fall von Eisfragmenten, der Abwurf des Maschinenhauses sowie das Umkippen des Turmes zu betrachten. In der Anlage A 3 sind diese Szenarien prinzipiell dargestellt.

4.3.2 Abwurf von Rotorblättern oder Teilen davon

Bei diesem Schaden kommt es zum Abwurf des gesamten Rotorblattes oder zum Abwurf von Teilen eines Rotorblattes. Die der Nabenachse nächstgelegene Bruchstelle ist die Blattwurzel. Andere Bruchstellen sind in größerer Entfernung zur Rotornabe denkbar.

Das abgeworfene Teil wird durch die Luft geschleudert und prallt auf dem Gelände bzw. dem Schutzobjekt auf. Die Wurfbahn des abgeworfenen Teiles ist abhängig von den kinematischen Anfangsbedingungen zum Zeitpunkt des Abwurfes, von den Windverhältnissen und von den aerodynamischen Eigenschaften des Teiles.

Hinsichtlich der kinematischen Anfangsbedingungen wird nur der Fall des ungehinderten, schlagartigen Abwurfes betrachtet. Es handelt sich um den Regelfall. Für den Ausnahmefall des nicht schlagartigen Abwurfs liegt die Festlegung auf der sicheren Seite. In diesem Fall werden die kinematischen Anfangsbedingungen günstig beeinflusst. Es ergeben sich dann geringere Wurfweiten. Ebenso bleibt bei der Bewertung der Gefährdung durch Blattwurf unberücksichtigt, dass unter bestimmten Abwurfwinkeln das Trumm gegen den Turm prallen würde.

4.3.3 Abwurf und Fall von Eisfragmenten

Unter bestimmten meteorologischen Bedingungen entsteht Eisansatz an der WEA, und zwar sowohl an den Rotorblättern als auch an Teilen des Maschinenhauses. Dieser Eisansatz wird von der Systemsteuerung der WEA in der Regel erkannt. In diesem Fall wird die WEA abgebremst bis zum Trudelbetrieb oder zum stillstehenden Rotor. Dieser Zustand wird solange eingehalten, bis die Eisfreiheit der Rotorblätter garantiert ist. Während dieser Phase tritt Eisfall auf, d. h., das sich durch den Tauprozess an den Rotorblättern lösende Eis fällt relativ nahe zum Standort der WEA auf den Boden. Wird hingegen der Eisansatz durch die Eisdetektion nicht erkannt, so bleibt die WEA in Betrieb. Es kann dann zum Eiswurf kommen, bei dem Eisstücke von der rotierenden Anlage abgeworfen werden.

4.3.4 Abwurf des Maschinenhauses

Zum Abwurf des Maschinenhauses kommt es durch Versagen der Verbindung zwischen dem Maschinenhaus und dem Turm. Gelegentlich handelt es sich auch um ein Versagen der Antriebswelle. Beiden Fällen ist gemein, dass ein Gegenstand mit hohem Eigengewicht abgeworfen wird. Die Wurfweite ist sehr gering. Der Gefährdungsbereich definiert sich im Wesentlichen durch die am abgeworfenen Teil befindlichen Rotorblätter.

Die Aufprallenergie des abgeworfenen Gegenstandes ist sehr hoch. Es kommt zu signifikanten Eindrückungen im Gelände sowie zu einem einmaligen Eintrag dynamischer Energie.

4.4 Schadensszenarien

4.4.1 Grundsätzliche Bemerkungen

Mit dem Begriff Schadensszenario werden die Auswirkungen beschrieben und bewertet, die durch die in Kapitel 4.3 beschriebenen Versagensszenarien der WEA an den Schutzobjekten entstehen können.

Bei der Darstellung und Bewertung von Schadensszenarien ist zunächst das maßgebliche Kriterium festzulegen. Als maßgebliches Kriterium kommen infrage:

- Schaden an Personen,
- Umweltschaden,
- wirtschaftlicher Schaden.

Die Festlegung des maßgeblichen Kriteriums erfolgt anhand der Eigenschaften dieses Schadens sowie der Umgebungsbedingungen. Prinzipiell handelt es sich bei Schäden um eine rein mechanische Beschädigung des Schutzobjektes. Zusätzliche Gefährdungspotenziale sind zu beachten, wenn es infolge einer Schädigung des Schutzobjektes zur Freisetzung von brennbaren, toxischen und/oder umweltschädlichen Medien kommt. Dann sind die Umgebungsbedingungen, z. B. hinsichtlich der Bevölkerungsdichte, zu bewerten. Die Untersuchung ist abhängig von dem jeweiligen Schutzobjekt und erfolgt in den Kapiteln 10 ff.

Grundsätzlich wird bei der Bewertung von Personenschäden die Fatalität angesetzt. Dies entspricht der üblichen Vorgehensweise bei der probabilistischen Bewertung von Schäden und Risiken.

Wegen der unterschiedlichen Einflüsse wird zwischen eingeerdeten und oberirdischen Schutzobjekten unterschieden.

4.4.2 Eingeerdete Schutzobjekte

Zu den eingeerdeten Schutzobjekten zählen Fernleitungen für den Transport von Erdgas oder Mineralöl (-derivaten) sowie Feldleitungen der Erdgas- und Erdölförderung (E&P-Industrie / Exploration & Production). Diese Schutzobjekte haben eine Erdüberdeckung von mindestens 0,8 m. Dies stellt eine Schutzschicht dar. Erreicht das aufprallende Trumm das Rohr und ist die verbleibende Energie groß genug, so kommt es zu einer Leckage im Rohr. Es kommt dann zum Austritt des darin enthaltenen Mediums, welches sich in der Regel unter Druck befindet.

Das ausgetretene Medium hat eine oder eine Kombination der folgenden Eigenschaften:

- wassergefährdend (Mineralöl und dessen Derivate, Lagerstättenwasser),
- brennbar (alle Erdgase, Mineralöl und dessen Derivate),
- toxisch (Sauergas).

Das ausgetretene Medium bildet im Falle von Gas eine Gaswolke, deren Form von der Art des Austritts, von den meteorologischen Bedingungen und von den Dichteverhältnissen abhängt. Die Konzentration des Gases in der Luft nimmt mit zunehmender Entfernung von der Leckstelle ab. Aufgrund der Kompressibilität des Mediums kann es zu signifikanten Austrittsmengen kommen.

Bei der Schädigung von Leitungen mit flüssigen Medien kommt es zu einer Ausbreitung im Gelände. Die Abmessung der Ausbreitung des Mediums ist abhängig von der Höhe der Verlustmenge und von der Topographie. Die Verlustmenge ist wegen der Inkompressibilität des Mediums im Vergleich zu gasförmigen Medien verhältnismäßig gering. In einigen Fällen ist die ausgetretene Flüssigkeit entzündlich, wobei es jedoch einer Initialzündung bedarf. In dem Fall entsteht eine Gefährdung von Personen. Eine Gefährdung der Umwelt ergibt sich durch die Ausbreitung und Versickerung des Mediums im umgebenden Gelände.

Aufgrund der strömungsmechanischen Verhältnisse entsteht bei dem Austritt des Mediums ein Krater, der mit zunehmender Dauer des Austritts in einem gewissen Umfang wächst. Die hierdurch entstehende Gefährdung etwa anwesender Personen wird vereinfachend der Gefährdung durch den Aufprall des abgeworfenen Gegenstandes gleichgesetzt und daher nicht gesondert betrachtet.

4.4.3 Oberirdische Schutzobjekte

Zu den oberirdischen Schutzobjekten zählen Verkehrswege, Stationen von Fernleitungen, Anlagen der E&P-Industrie, Biogasanlagen sowie Bohrköpfe von Kavernenspeichern einschließlich der hierfür erforderlichen Anlagen. Als Schadensszenarium ist der durch den Aufprall erzeugte Schaden zu betrachten.

Bei Stationen von Fernleitungen, Anlagen der E&P-Industrie, Biogasanlagen sowie Bohrköpfen von Kavernenspeichern ist das Medium, wie in Kapitel 4.4.2 dargestellt, zu berücksichtigen. Ergänzend ist zu erwähnen, dass Biogas brennbar ist und toxisch sein kann.

Maßgebliches Kriterium bei Verkehrswegen ist der Personenschaden. Zu einem Personenschaden kommt es, wenn sowohl Zeitpunkt als auch Lage des Aufpralls mit dem Aufenthalt von Personen übereinstimmen. Eine unter Umständen schützende Wirkung der Außenhaut von Kraftfahrzeugen wird in den folgenden Untersuchungen vernachlässigt. Insbesondere bei Kleinteilen liegt diese Festlegung auf der sicheren Seite. Ansonsten wird die schützende Wirkung in Abhängigkeit der Trummgröße und des Bauwerks berücksichtigt.

4.5 Definition von Grenzwerten

Nach Kapitel 4.2 erfolgt die Ermittlung von Mindestabständen durch einen probabilistischen Nachweis. Die Anwendung dieses Verfahrens erfordert die Verwendung eines Grenzwertes. Dieser Grenzwert ist als Anzahl unerwünschter Ereignisse pro Jahr angegeben. Diese Angabe ist anzusetzen für „punktförmige" Schutzobjekte. Hiermit sind Schutzobjekte gemeint, deren Hauptabmessungen gering sind im Vergleich zu den Hauptabmessungen der Fläche möglicher Aufprallstellen.

Bei Leitungen als „linienartigen" Schutzobjekten wird der Grenzwert als Anzahl unerwünschter Ereignisse pro Jahr und pro Kilometer angegeben. Als linienartige Schutzobjekte werden all die Schutzobjekte definiert, deren Länge deutlich über den Hauptabmessungen der Fläche möglicher Aufprallstellen liegt (insbesondere Leitungen).

Die Verwendung eines probabilistischen Bemessungskonzeptes ist in der BRD abhängig von dem betrachteten Schutzobjekt in unterschiedlicher Intensität eingeführt. Normative Festlegungen liegen teilweise vor. Im Allgemeinen enthalten ausländische bzw. internationale Vorschriften präzisere Festlegungen für Grenzwerte einer probabilistischen Bemessung. Hier veröffentlichte Empfehlungen, Richtlinien und Arbeitshilfen genügen dabei den Anforderungen aus der Störfallverordnung im jeweiligen Land. Für die einzelnen hier untersuchten Schutzobjekte ergibt sich die folgende Situation:

Die Dimensionierung und Bemessung von Transportleitungen erfolgt in der BRD nach rein deterministischen Vorgaben. So ist für Gashochdruckleitungen zum Transport von Süßgas das DVGW-Arbeitsblatt G 463 (Unterlage U 24) anzuwenden. Für Feldleitungen zum Transport von Sauergas gilt die WEG-Richtlinie

(U 21). Leitungen zum Transport von Mineralöl werden nach der TRFL (Unterlage U 23) dimensioniert. Probabilistische Ansätze zur Bewertung von Leitungen sind in der DIN EN 16708 (Unterlage U 14) enthalten. Diese Norm kommt nicht bei der Dimensionierung jedoch bei Bewertungen von Sonderfragestellungen, wie z. B. der hier untersuchten, zur Anwendung.

Die Bewertung der Gefährdung von Straßen und Autobahnen erfolgt unter Berücksichtigung der entsprechenden ausländischen Vorgaben (Unterlagen U 7 und U 22). Diese Vorgaben sind im Zusammenhang mit der praktikablen Anwendung einer Störfallverordnung erstellt worden. Hierbei wird eine einheitliche Bewertung von Gefährdungen empfohlen. In diesem Zusammenhang sei noch auf die Literaturstellen aus den Unterlagen U 41 und U 42 verwiesen.

Die Bewertung der Gefährdung von Bahnen erfolgt in Anlehnung an die Norm DIN EN 50126 (Unterlage U 12).

Die hier verwendeten Vorschriften und Empfehlungen sind den allgemein anerkannten Regeln der Technik zuzuordnen. Diese Zuordnung gilt auch für probabilistische Vorschriften und Empfehlungen bei Einbeziehung der entsprechenden Nationen (Niederlande (Unterlage U 22), Schweiz (Unterlagen U 7 und U 8) usw.). Bei der Norm DIN EN 1990 (Unterlage U 9) sowie den DIBt-Richtlinien (Unterlagen U 18 bis U 20) handelt es sich um eingeführte technische Baubestimmungen.

4.6 Berücksichtigung von Windparks

4.6.1 Angaben zu Windparks

Die Errichtung von WEA erfolgt in der Regel innerhalb von Windparks. Diese bestehen aus mehreren Einzelanlagen mit in der Regel gleicher Nabenhöhe. Zwischen den Einzelanlagen muss aus aerodynamischen Gründen ein Mindestabstand eingehalten werden. Dieser Mindestabstand wird mit dem fünfmaligen Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung und dem dreimaligen Rotordurchmesser senkrecht dazu angegeben.

Hinsichtlich der Bewertung ergeben sich hieraus Konsequenzen in Abhängigkeit der geometrischen Charakterisierung der Schutzobjekte. Im Einzelnen werden die folgenden Festlegungen getroffen.

4.6.2 Berechnung bei punktförmigen Schutzobjekten

Bei punktförmigen Schutzobjekten können sich beim Abwurf von Rotorblättern oder Teilen davon die Flächen der möglichen Aufprallstellen überlappen. Allerdings zeigen die Berechnungen, dass eine Überlappung nur möglich ist für den Abwurf von Kleinteilen einer Windenergieanlage (30-%-Rotorblatt sowie Tip, siehe Kapitel 5). Für die Berechnung ergibt sich aus Parameterstudien Folgendes:

- Abstände geringer als die maximale Wurfweite eines 100-%-Rotorblattes: Die Trefferwahrscheinlichkeit des 100-%-Rotorblattes wird um 10 % erhöht.
- Abstände größer als die maximale Wurfweite eines 100-%-Rotorblattes: Bei größeren punktförmigen Schutzobjekten wird die Trefferwahrscheinlichkeit des 30-%-Rotorblattes und des Tip verdoppelt.
- Bei kleineren Schutzobjekten wird die Trefferwahrscheinlichkeit des 30-%-Rotorblattes demgegenüber um 10 % erhöht. Damit wird die Wahrscheinlichkeit abgebildet, dass sich das Schutzobjekt im Schnittpunkt der Kreise maximaler Wurfweite beider Anlage befindet. Der Anlage A 9 ist zu entnehmen, dass an diesem Randbereich eine erhöhte Eintrittswahrscheinlichkeit ermittelt wurde. Bei Verdopplung ergeben sich dann konservative Ergebnisse.

4.6.3 Berechnung bei Leitungen

Bei der Bewertung von linienhaften Objekten wird der Grenzwert auf einen Kilometer bezogen. Im ungünstigsten Fall verläuft das linienhafte Schutzobjekt parallel zu Standorten von WEA mit dem geringeren Mindestabstand. Formal ergibt sich dann die Gefährdung des Schutzobjektes durch Addition der Gefährdungen der auf dieser Längeneinheit möglichen Anzahl der einzelnen WEA je Längeneinheit (km). Dies stellt jedoch einen außergewöhnlichen Fall dar, da diese Parallelführung aus Gründen der Gestaltung des Windparks und der verfügbaren Fläche in der Regel gar nicht möglich ist. Für die Anwendbarkeit der

folgenden Untersuchungen wird daher festgelegt, dass der Mindestabstand von drei Windenergieanlagen auf einer Strecke von einem Kilometer einzuhalten ist. Der Abgleich mit Einzelfalluntersuchungen konkreter Windparkprojekte ergibt, dass hiermit die meisten Fälle erfasst sind. Weiter entfernt stehende WEA werden mit dem Aufschlag, wie in Kapitel 4.6.2 beschrieben, berücksichtigt.

5. Eintrittswahrscheinlichkeit der Versagensszenarien

5.1 Allgemeine Bemerkungen

Die Definition der Eintrittswahrscheinlichkeit von Versagensszenarien erfolgt entweder durch eine Festigkeitsanalyse der infrage kommenden Bauteile oder anhand von Schadensstatistiken. Für die vorliegende Untersuchung werden Schadensstatistiken ausgewertet.

Schadensstatistiken werden mit unterschiedlichen Fragestellungen erstellt. Für deren Verwendung müssen diese Fragestellungen bewertet werden. In der Schadensstatistik der Unterlage U 27 sind außergewöhnliche Ereignisse in Zusammenhang mit WEA zusammengestellt. Diese Statistik eignet sich besonders gut für die Ermittlung von Eintrittswahrscheinlichkeiten der hier untersuchten Versagensszenarien. Weiterhin sind Schadensereignisse in dem Report der ISET (Unterlage U 28) enthalten. Allerdings ist zu beachten, dass es sich um ein begleitendes Messprogramm zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit handelt. Hier bedeutet ein Schaden stets einen wirtschaftlichen Schaden. So stellt der Austausch eines Rotorblattes wegen der Kosten für den Rotorblattsatz und der ausgefallenen Energieerträge einen wirtschaftlichen Schaden dar. Es ist jedoch nicht zwangsläufig aus sicherheitstechnischer Sicht ein Schaden, da ein Blattsatz in der Regel ausgetauscht wird, bevor es zu einem Abwurf kommt. Damit liefert diese Statistik einen oberen Grenzwert. Gleiches gilt für die Veröffentlichungen aus den Unterlagen U 29 bis U 31.

Die Schadensstatistik der Unterlage U 27 setzt sich zusammen aus Medienrecherchen und Meldungen von Privatpersonen. Sie erstreckt sich über den Zeitraum zwischen 1996 und 2003. Da Unfälle an WEA öffentlichkeitswirksam sind, ist prinzipiell von einer lückenlosen Veröffentlichung derartiger Ereignisse auszugehen. Die Datenbank wird zudem von vielen Beobachtern kontinuierlich ergänzt. Seitens eines Anlagenbetreibers, der alle seine Anlagen fernüberwacht, wird die Vollständigkeit für den Zeitraum ab 1999 bis 2003 bestätigt. Insofern werden die folgenden Untersuchungen auf diesen Zeitraum begrenzt.

Die ausgewertete Statistik umfasst ca. 17 Jahre alte Daten. Aktuellere Schadensstatistiken (U 35 und U 36) zeigen unveränderte Schadenshäufigkeiten auf. Insbesondere wurde die Schadensstatistik in der Unterlage U 27 im öffentlich

zugänglichen Format nicht fortgeführt. Daher werden die Zahlenwerte aus der Auswertung der Schadensstatistik in der Unterlage U 27 aus dem Zeitraum 1999 bis 2003 den folgenden Berechnungen zugrunde gelegt. Die Aktualität der im Folgenden ermittelten Eintrittswahrscheinlichkeit der Schadensereignisse wird in der Größenordnung durch den DEWI-Report (Unterlage U 32) bestätigt.

Die Auswertung der Schadensstatistiken erfolgt vornehmlich hinsichtlich der Anzahl der Ereignisse. Eine detailliertere Beschreibung dieser Ereignisse ist nur eingeschränkt möglich. Diese Ergebnisse werden nur nach ingenieurtechnischer Bewertung verwendet.

Für eine Ermittlung der Eintrittswahrscheinlichkeit muss die Anzahl der Schadensereignisse auf die jeweilige Anzahl der Anlagen bezogen werden. Die Anzahl der Anlagen in ihrer zeitlichen Entwicklung wird der Unterlage U 28 entnommen. Aktuellere Schadensstatistiken zeigen unveränderte Schadenshäufigkeiten auf. Hierbei wird für jedes Jahr der Mittelwert aus der Anzahl der Anlagen zu Beginn und zum Ende des Jahres gebildet. Es werden grundsätzlich sowohl Schadensereignisse als auch die Anzahl der WEA nur in BRD berücksichtigt. Die in der Schadensstatistik enthaltenen Angaben aus dem Ausland bleiben unberücksichtigt.

Die Ergebnisse sind in der Anlage A 4 zusammengestellt. Prinzipiell sind die in Anlage A 3 dargestellten drei Schadensereignisse zu bewerten. Unter Berücksichtigung der Herleitung in Kapitel 4.1 erfolgt jedoch eine detaillierte Auswertung nur für den Abwurf von Rotorblättern und Teilen davon sowie für den Abwurf von Maschinenhäusern. Die Herleitung zum Schadensszenario Eiswurf basiert auf anderen Unterlagen und ist gesondert im Kapitel 5.3 beschrieben.

Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass in der Schadensstatistik (Unterlage U 27) sämtliche WEA berücksichtigt sind. Eine Unterscheidung zwischen WEA mit oder ohne Typenprüfung ist nur eingeschränkt möglich. In einigen Fällen ist jedoch bekannt, dass es sich bei dem Havaristen um eine Anlage ohne Typenprüfung bzw. Maschinengutachten handelte. In anderen Fällen handelte es sich um Anlagen, die aufgrund ihres Alters diesen Vorschriften gar nicht genügen konnten. So ist beispielsweise bei fünf der acht Fälle eines Abwurfes des Maschinenhauses bekannt, dass es sich um eine WEA ohne Typenprüfung handelte, die insgesamt nur 16 Mal in der BRD installiert wurde.

5.2 Auswertung für den Rotorblattabwurf

5.2.1 Bewertung der Daten

In der Dokumentation der Schadensfälle (Unterlage U 27) sind bezüglich dieses Versagensszenariums die folgenden Angaben enthalten: Ort, Datum, Größe und Anzahl der abgeworfenen Teile, Wurfweiten, Ursachen und andere. Für den hier betrachteten Zeitraum von 1999 bis 2003 sind insgesamt 28 Ereignisse angegeben. Ort und Datum sind für alle diese Ereignisse in der Statistik enthalten, Angaben über die Größe des abgeworfenen Gegenstandes dagegen nur teilweise. Die Angaben über Wurfweiten und Ursachen sind unvollständig. Es ist darüber hinaus zu vermuten, dass diese Angaben nicht die gewünschte Genauigkeit aufweisen. Insbesondere gilt für die Ursachen eines Abwurfes, dass diese erst nach langwierigen Untersuchungen feststehen. Somit sind diesbezügliche Angaben als Vermutungen anzusehen. Von den verfügbaren Daten werden daher lediglich Datum, Anzahl der Ereignisse und Größe des abgeworfenen Gegenstands verwertet.

5.2.2 Anzahl der Ereignisse

Der für die folgenden Untersuchungen anzusetzende Wert für die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Abwurfes ergibt sich aus dem Mittelwert der für jedes Jahr errechneten Schadensrate. Durch diese Vorgehensweise wird der unterschiedlichen Zunahme der Anzahl der Windenergieanlagen Rechnung getragen. Es ergibt sich eine Eintrittswahrscheinlichkeit für den Abwurf eines Rotorblattes von

$$Pf1_{Rotorblatt} = 6{,}1 \times 10^{-4} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

In Anlage A 6 befindet sich die grafische Gegenüberstellung der Anzahl der Anlagen zu Beginn und zum Ende eines jeweiligen Jahres mit der Anzahl der Ereignisse. In dem betrachteten Zeitraum hat sich die Anzahl der WEA nahezu verdoppelt. Dagegen zeigt sich in der Tendenz eine Verringerung der Anzahl der Ereignisse. Für die folgenden Untersuchungen wird diese Tendenz nicht extrapoliert.

5.2.3 Angaben zu Trummgrößen

Weiterhin ist in den Berichten die Größe des abgeworfenen Teiles angegeben. Folgende Klassen lassen sich aus den Berichten herausarbeiten: Teile ohne Angabe der Größe, Kleinteile, 1/3-Blatt und 1/2-Blatt, 2/3-Blatt und ganzes Blatt. Von den untersuchten Ereignissen hat es sich in 36 % der Fälle um den Abwurf eines ganzen Blattes gehandelt. Bei den restlichen 64 % handelte es sich um den Abwurf von Teilen eines Rotorblattes. Eine Unterscheidung der Teilabwürfe ist nur eingeschränkt möglich, da bei zwölf der relevanten 18 Ereignisse keine Angabe über die Größe des abgeworfenen Teils erfolgte. Aus den sechs Ereignissen mit einer genaueren Beschreibung der Größe des abgeworfenen Teiles lässt sich jedoch eine Tendenz zu Kleinteilen feststellen.

Für den Abwurf rotierender Teile sind bezüglich der Größe ingenieurtechnische Bewertungen notwendig. Die Auswertung der Schadensszenarien nach Kapitel 5.2.2, insbesondere der zur Verfügung stehenden Fotos, zeigt auf, dass der Abwurf eines ganzen Blattes oder der Abwurf eines Kleinteils als vorwiegendes Ereignis zu betrachten sind. Der Abwurf von größeren Teilen eines Rotorblattes ist demgegenüber als seltener einzustufen. Dies ist auch aufgrund der konstruktiven Beschaffenheit der heutigen Rotorblätter nachvollziehbar, wie im Folgenden erläutert wird.

Das Rotorblatt besteht aus faserverstärktem Kunststoff, wobei sich die Hauptstränge der Glasfasern längs durch das gesamte Blatt ziehen. Bei einer Schädigung des Blattes kommt es zu örtlichen Rissen und Brüchen, wobei die einzelnen Bruchteile an den Hauptsträngen hängen bleiben. Es kommt eher zu einem Zerfleddern des Blattes als zu einem Bruch. Dabei werden einzelne kleine Kunststoffteile abgeworfen, welche jedoch eine geringe Masse besitzen. Der Abriss eines großformatigen Blattteils müsste das gleichzeitige Reißen aller Fasern an der gleichen Stelle bedingen. Dieses Ereignis ist sehr unwahrscheinlich.

In vielen Rotorblättern sind an den Enden die Blattspitzen, sogenannte Tips, einlaminiert, welche aus Aluminium bestehen. Diese kleinen Einheiten können beim Blattbruch ggf. weggeschleudert werden.

Direkt an der Anbindung des Blattes an die Nabe treten in der Regel die größten Lasten auf. Die Anschlüsse der Rotorblätter an die Nabe neigen eher zu „Sprödbrüchen“, indem die Schrauben, Blattanschlussadapter oder die Blätter direkt hinter den massiven Blattwurzeln schlagartig brechen würden.

Aus den zuvor genannten Überlegungen wären die Berechnungen für den Abwurf eines ganzen Blattes und den Abwurf von Kleinteilen durchzuführen. Aus Vergleichsberechnungen ist jedoch bekannt, dass sich die maximale Wurfweite bei dem Abwurf von ca. 1/3 des Rotorblattes ergibt. Für Fälle, bei denen es auf (probabilistisch sinnvolle) maximale Wurfweiten ankommt, empfiehlt sich also die Berücksichtigung des entsprechenden Teilabwurfes. Folgende Aufteilung der Eintrittswahrscheinlichkeit wird hier gewählt:

Größe des abgeworfenen Teils	Anteil
ganzes Rotorblatt	0,4
1/3-Rotorblatt	0,2
Kleinteil	0,4

Tabelle 2: Anteile nach Trummgröße

5.2.4 Windgeschwindigkeit im Schadensfall

Die Auswertung der Dokumentation weist hinsichtlich der Ursachen am häufigsten Sturm bzw. starken Wind auf. Aus den Zahlen der Angaben ist zu entnehmen, dass der Sturm bzw. starker Wind in ca. 70 % der Fälle zum Zeitpunkt des Abwurfereignisses mitverursachend war. Dieses wird bei der Ermittlung der Wurfweiten berücksichtigt.

5.3 Auswertung für Eiswurf

Die Auswertungen für die Eintrittswahrscheinlichkeit von Eiswurf beziehen sich lediglich auf das Ereignis des nicht erkannten Eisansatzes (vgl. Kapitel 4.3.3). Hierbei wird die Tatsache berücksichtigt, dass Eiswurf lediglich für oberirdische Anlagen von Bedeutung ist. Aus Vergleichsrechnungen ist bekannt, dass Mindestabstände für oberirdische Schutzobjekte aus den anderen Versagensszenarien größer sind als die Fallweiten von Eisklumpen stillstehender Windenergieanlagen (Eisfall).

Für die Eintrittswahrscheinlichkeit von Eiswurf wird zunächst die „Eiskarte Deutschland“ der Unterlage U 52 verwendet. Sie ist in der Anlage A 5 dargestellt. Vorwiegend werden WEA in den Gebieten mit „leichter Vereisung“ und „mäßiger Vereisung“ errichtet. Aus der Fernüberwachung von WEA ist bekannt, dass maximal elf Eistage pro Jahr auftreten. Dieser Wert stimmt gut mit der mäßigen Vereisung überein. Er wird im Folgenden verwendet.

Aus Auswertungen von Betriebsdaten (z. B. Unterlage U 54) ist zu entnehmen, dass im Mittel je Eistag ein Vereisungsereignis eintritt. Hierbei ist als Vereisungsereignis die sogenannte „instrumentelle Vereisung“ zu betrachten. Das ist der Zeitraum, über den die WEA wegen einer Vereisung stillsteht. Aus den Statistiken der Unterlage U 54 ist weiterhin zu entnehmen, dass pro Vereisungsereignis im Mittel acht nennenswerte Eisstücke in der Umgebung der WEA festgestellt wurden. Die festgestellten Eisstücke sind sowohl auf das Ereignis Abwurf als auch auf das Ereignis Fall von Eisfragmenten zurückzuführen. Die überwiegende Anzahl der Eisstücke ist dabei auf das Ereignis Fall zurückzuführen, da Eisansatz in der Regel erkannt wird (siehe unten). Die Anlage wird außer Betrieb genommen und es beginnt der Auftauungsprozess, bei dem auch signifikante Eisstücke herabfallen können. Der Abwurf tritt dagegen sehr selten auf, da selbst bei Nichterkennung des Eisansatzes nach dem Abwurf des ersten Eisstückes es zu weiteren Betriebsstörungen (Unwuchten usw.) kommt, die ebenfalls die Anlage herunterfahren. In den folgenden Untersuchungen wird konservativ von zwei abgeworfenen Eisstücken pro Vereisungsereignis ausgegangen.

Der Unterlage U 54 ist weiterhin die Wahrscheinlichkeit der Erkennung zu entnehmen. Im Abgleich mit Erfahrungswerten aus Unterlage U 48 ergibt sich ein konservativer Wert von 98 % an erkannten Eisansätzen.

Aus den hier zusammengestellten Zahlenwerten ergibt sich für die folgenden Berechnungen eine Eintrittswahrscheinlichkeit für den Abwurf von Eisfragmenten von

$$Pf1 = 1{,}2 \cdot 10^{-3} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

5.4 Auswertung für den Abwurf des Maschinenhauses

Bei der Auswertung dieses Schadensereignisses werden alle tatsächlich stattgefundenen Abwürfe von Maschinenhäusern aufgeführt. In der hier zugrunde gelegten Dokumentation werden unter „Gondelabwurf" auch derartige Ereignisse dokumentiert, bei denen es infolge von Brand zu Abwürfen von Verkleidungen des Maschinenhauses gekommen ist. Diese Ereignisse bleiben hier unberücksichtigt, da sie für die Integrität von Schutzobjekten ohne Bedeutung sind.

In dem Zeitraum zwischen 1999 und 2003 sind insgesamt acht Ereignisse verzeichnet worden. Auch hier gilt die abnehmende Tendenz bei einer ungefähren Verdoppelung der Anzahl der Anlagen in diesem Zeitraum.

Mit der in Kapitel 5.2 angegebenen Vorgehensweise ergibt sich für dieses Versagensszenario eine Eintrittswahrscheinlichkeit von

$$Pf1_{Maschinenhaus} = 1{,}8 \cdot 10^{-4} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

Ergänzend ist anzumerken, dass in dem oben festgelegten Wert ein Ereignis berücksichtigt ist, bei dem nicht das komplette Maschinenhaus abgeworfen wurde. Vielmehr ist in diesem Fall aufgrund eines Bruchs der Welle die Nabe samt daran befindlicher Blätter abgegangen. Hinsichtlich der Geometrie der Wurfbahn ist dieses Ereignis dem Abwurf des kompletten Maschinenhauses gleichzusetzen. Die verminderte Aufprallenergie bleibt unberücksichtigt.

5.5 Abschließende Festlegungen

5.5.1 Zusammenstellung der Eintrittswahrscheinlichkeiten

Aus den zuvor zusammengestellten Zahlenwerten und der daraufhin erfolgten Bewertung ergeben sich die im Folgenden beschriebenen Zahlenwerte. Diese Werte werden in den Berechnungen zugrunde gelegt.

Versagensszenario	Ereignisse/Jahr
Rotorblattabwurf	
100-%-Blatt	$2{,}8 \cdot 10^{-4}$
30-%-Blatt	$1{,}4 \cdot 10^{-4}$
Tip	$2{,}8 \cdot 10^{-4}$
Abwurf Maschinenhaus	$1{,}8 \cdot 10^{-4}$
Eiswurf	$1{,}2 \cdot 10^{-3}$

Tabelle 3: Rechenwerte für die Eintrittswahrscheinlichkeit von Versagensszenarien an der WEA

Die Zahlenwerte für den Abwurf des Rotorblattes wurden aufgerundet, sodass dieses Abwurfereignis mit $7{,}0 \cdot 10^{-4}$ Ereignissen/Jahr erfasst wird.

5.5.2 Bewertung des Datenmaterials

Die in den Kapiteln 5.2 bis 5.4 angegebenen Eintrittswahrscheinlichkeiten für die unterschiedlichen Versagensszenarien sind ermittelt aus der Schadensstatistik in der Unterlage U 27. Für den benannten Zeitraum von 1999 bis 2003 wird die Schadensstatistik als vollständig angesehen.

Weiterhin wird die Anzahl der Ereignisse als ausreichend betrachtet, um hieraus eine statistisch belegbare Eintrittswahrscheinlichkeit herleiten zu können.

5.5.3 Vergleich mit anderen Richtlinien

Die hier festgelegten Zahlenwerte für die Eintrittswahrscheinlichkeiten werden Angaben aus dem niederländischen Handbuch (Unterlage U 38) in der folgenden Tabelle gegenübergestellt.

Versagensszenario	Ereignisse/Jahr		
	Grundlage Gutachten		Handbuch NL
	Berechnung	Festlegung	
Rotorblattabwurf	$6{,}1 \cdot 10^{-4}$	$7{,}0 \cdot 10^{-4}$	$8{,}4 \cdot 10^{-4}$
Abwurf Maschinenhaus	$1{,}8 \cdot 10^{-4}$	$1{,}8 \cdot 10^{-4}$	$1{,}3 \cdot 10^{-4}$

Tabelle 4: Vergleich Versagenswahrscheinlichkeit

Die Werte liegen in sehr ähnlicher Größenordnung. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Literaturstelle der Unterlage U 38 ebenfalls auf Auswertung von Schadensstatistiken beruht. Allerdings wurden hier Schadensstatistiken aus mehreren Ländern berücksichtigt.

Auch die Angaben in den Veröffentlichungen der Unterlagen U 29 bis U 32 aus den Jahren 2007 bis 2010 liefern in der Herleitung ähnliche Ergebnisse.

5.5.4 Zeitliche Entwicklung der Versagenswahrscheinlichkeit

In den Kapiteln 5.2 bis 5.4 wurde darauf hingewiesen, dass über den Beobachtungszeitraum die Anzahl der Ereignisse bei Verdopplung der Anlagen nahezu konstant blieb. Hieraus ergibt sich eine Verringerung der Versagenswahrscheinlichkeit.

Eine Ursache für die Verringerung der Versagenswahrscheinlichkeit ist die Verbesserung der Qualität der WEA. In den folgenden Untersuchungen wird jedoch auf die Unterscheidung zwischen Altanlagen und Neuanlagen verzichtet. Hintergrund hierfür ist, dass das Datenmaterial keine ausreichende Grundlage liefert für eine Ermittlung einer vom Errichtungsjahr abhängigen Eintrittswahrscheinlichkeit. Weiterhin soll das vorliegende Gutachten Mindestabstände für jeglichen Typ von Anlagen liefern.

Weitere Ursache für die Verminderung von Versagenswahrscheinlichkeiten ist die konsequentere Durchführung der Wartungs- und Instandhaltungsvorgaben. Hieraus ließe sich auch eine Verbesserung der Versagenswahrscheinlichkeit von Altanlagen herleiten, die jedoch, wie oben aufgeführt, nicht aus dem verfügbaren Datenmaterial quantifizierbar ist.

Aus den benannten Gründen bleibt eine vermutete Verringerung der Versagenswahrscheinlichkeit in diesem Gutachten unberücksichtigt.

6. Gefährdung durch Rotorblattabwurf

6.1 Darstellung der Beanspruchung

Bei dem potenziellen Abwurf eines Rotorblatts wird dieses durch die Luft geschleudert. Die Lage der Aufprallstelle ergibt sich aus der Kinetik des Wurfs unter Berücksichtigung der Massenträgheiten, der angreifenden Windkräfte und des Luftwiderstandes. Beim Aufprall kommt das Rotorblatt in einer beliebigen Stellung zum Liegen. Zu einer Gefährdung kann es nur dann kommen, wenn die Lage des aufgeprallten Rotorblatts mit der Lage des Schutzobjekts übereinstimmt.

6.2 Berechnungsgrundlagen

6.2.1 Ermittlung der Wurfbahn

Beim Loslösen des Rotorblatts durchfährt das abgeworfene Teil eine Wurfbahn bis zum Zeitpunkt des Aufpralls auf dem Gelände. Der Verlauf dieser Wurfbahn ist bestimmt durch die Anfangsbedingungen zum Zeitpunkt des Abwurfs und durch die während des Wurfs einwirkenden Kräfte.

Zum Zeitpunkt des Abwurfs wirken auf das Rotorblatt aerodynamische Kräfte, die Fliehkraft sowie das Eigengewicht. Aus diesen Kraftkomponenten lassen sich die Bewegungskomponenten errechnen. Hier ist davon auszugehen, dass bei Eintreten des Schadens zunächst ein Bruch in der höchst beanspruchten Faser des Querschnitts bzw. an einer vorgeschädigten Stelle eintritt, ohne dass es zum Abwurfereignis kommt. Ist der verbleibende Querschnitt nicht in der Lage, die Beanspruchung aufzunehmen, so weitet sich der Bruch bzw. der Riss aus. Nach der Zerstörung der letzten Faser kommt es dann zum Abwurfereignis. Bei dieser zeitlichen Abwicklung des Bruchereignisses entstehen Unwuchten, Verschiebungen des aerodynamischen Schwerpunktes und weitere Unregelmäßigkeiten, die sich mathematisch zurzeit nicht erfassen lassen. Daher wird der Abriss als diskontinuierlicher, schlagartiger Prozess vorausgesetzt. Es ist dann davon auszugehen, dass die gesamte Energie im Blatt in Wurfenergie umgesetzt wird, sodass sich hieraus die größten Abstände ergeben. Damit liegt der Ansatz auf der sicheren Seite.

Bei der hier durchgeführten Untersuchung wird die Wurfbahn an einem Punktmodell errechnet. Dabei entsprechen allerdings die auf den Punkt einwirkenden Kräfte den Kräften des gesamten abgeworfenen Gegenstandes.

Die Wurfbahn wird berechnet aus einer Bewegungskomponente in Windrichtung und einer Bewegungskomponente senkrecht zur Windrichtung. Der Luftwiderstand ist in der Bewegungskomponente senkrecht zur Windrichtung berücksichtigt.

Vereinfachend wird über die Dauer des Wurfs eine konstante Windgeschwindigkeit angesetzt. Die Annahme ist im Mittel richtig.

In den folgenden Untersuchungen bleiben Einflüsse des Konuswinkels auf die Bewegungskomponenten unberücksichtigt. Der Winkel ist sehr gering, sodass die Abweichung gegenüber den oben angegebenen Näherungen vernachlässigbar ist.

6.2.2 Angaben zum Luftwiderstand

Bei der Berücksichtigung des Luftwiderstands sind zwei Aspekte zu berücksichtigen. Zum einen ist zu unterscheiden zwischen dem „fallenden" und dem „fliegenden" Bauteil. Zum anderen ist davon auszugehen, dass das abgeworfene Bauteil aufgrund der diskontinuierlichen Anfangsbedingungen in seiner Lage beliebig ist und im Übrigen frei rotiert. Hierdurch ergibt sich eine veränderliche Angriffsfläche für den Staudruck.

Aus aerodynamischen Gesichtspunkten ist das fallende Bauteil einem durch Wind angeströmten Bauwerk gleichzusetzen. Insofern werden die Luftwiderstandsbeiwerte der entsprechenden Norm über Lastannahmen (Unterlage U 10) entnommen. Unter Berücksichtigung der entsprechenden Dimensionen ergeben sich dann Luftwiderstandsbeiwerte in der Größenordnung von 1,5 bis 1,7 für das quer angeströmte Rotorblatt (Vorderkante und Draufsicht) sowie von 0,5 bis 0,7 für die Querschnittsfläche (Nabe oder Spitze). Die Werte für Kleinteile bzw. Teile eines Rotorblatts ergeben sich entsprechend. In den folgenden Untersuchungen repräsentiert das Tip sämtliche möglichen Kleinteile.

Dagegen sind beim fliegenden Bauteil die aerodynamischen Beiwerte des als Tragflügel wirkenden Teils zu berücksichtigen. Diese Werte variieren von 0,1 an der Flügelspitze bis ca. 1,1 bis 1,3 im Bereich der Wurzel (siehe zum Beispiel der Unterlage U 37).

Aufgrund der oben beschriebenen Lagen des Bauteils während des Wurfes kann nicht prinzipiell entweder ein fallendes Verhalten oder ein fliegendes Verhalten vorausgesetzt werden. Das abgeworfene Bauteil wird zeitweise fallen und zeitweise fliegen. Das Verhältnis dieser beiden Phasen verändert sich je nach Größe des Bauteils. So kann nach den Ausführungen in der Unterlage U 40 bei dem Fall eines ganzen Rotorblattes die Flugphase ausgeschlossen werden. Dagegen können kleinere Bauteile günstigere Flugeigenschaften aufweisen. Dafür sind prozentuale Anteile für die unterschiedlichen Abwurfteile in Anlage A 8 enthalten. Hierbei wird die Flugphase tendenziell überbewertet, um den Effekt eines möglichen Auftriebes während der Flugphase zu berücksichtigen.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass die angeströmte Fläche aufgrund der Kinetik während des Wurfs variiert. Es wird hier angenommen, dass alle Angriffsflächen gleich wahrscheinlich sind. Dann ergibt sich der Luftwiderstandsbeiwert aus dem arithmetischen Mittel der drei Komponenten Draufsicht Flügelfläche, Vorderkante (Nase) sowie Nabe.

6.2.3 Bewegungskomponente in Windrichtung

Die Bewegungskomponente in Windrichtung setzt sich aus zwei Anteilen zusammen: Anfangsgeschwindigkeit infolge Anstellwinkel und Beschleunigung infolge Staudruck.

Die Anfangsgeschwindigkeit ergibt sich aus der geometrischen Zerlegung der Bewegungskomponenten im Betriebszustand. Befindet sich das rotierende Teil zum Zeitpunkt des Abwurfes unterhalb der Nabe, so bewegt sich das abgeworfene Teil wegen des Anstellwinkels zunächst entgegengesetzt zur Windrichtung.

Die Bewegungskomponente in Windrichtung infolge Staudrucks ist zum Zeitpunkt des Abwurfes gleich null. Der auf das Bauteil wirkende Staudruck beschleunigt dieses, sodass sich die Geschwindigkeit in Windrichtung mit zunehmender Dauer des Wurfes der Windgeschwindigkeit annähert. Diese Geschwin-

digkeitszunahme ergibt sich nach den Formeln der Kinematik (Unterlagen U 37 und U 39) sowie unter Verwendung der in Kapitel 6.2.2 beschriebenen Luftwiderstandsbeiwerte.

6.2.4 Bewegungskomponenten senkrecht zur Windrichtung

Die Bewegungskomponenten senkrecht zur Windrichtung ergeben sich aus der Kinetik sowie aus der Fliehkraft. Sie werden auf den Schwerpunkt bezogen. Bestimmende Parameter sind die Umdrehungsgeschwindigkeit sowie der Abstand des Schwerpunkts des abgeworfenen Gegenstands von der Nabe. Ebenso ist die Masse zu berücksichtigen, die mit zunehmendem Abstand von der Nabe überproportional abnimmt.

6.2.5 Statistische Auswertung der Wurfweiten

Die statistische Verteilung der Wurfweiten erfolgt durch numerische Ermittlung. Es wird vorausgesetzt, dass jeder Abwurfwinkel die gleiche Wahrscheinlichkeit hat. Mit den o. a. kinematischen Grundgleichungen erfolgt die Ermittlung der Abwurfweiten für Abwurfwinkel, die in 0,01-Grad-Schritten im gesamten Wertebereich eines Umfangs (360°) variiert werden. Die ermittelten Wurfweiten sind nicht gleichmäßig im Wertebereich zwischen größter und geringster Wurfweite verteilt. Es ergibt sich eine Häufung von Wurfweiten in der Nähe des Größtwertes, der Nähe des Kleinstwertes sowie in ca. 50 bis 100 m Abstand vom Standort der WEA. Die so ermittelten Lagen der Aufprallstellen gelten für eine Windrichtung.

Bei iterativer Veränderung der Windrichtungen über den vollen Kreisumfang ergibt sich dann ein Trefferfeld mit punktuell veränderlichen Trefferwahrscheinlichkeiten. Im Prinzip bildet sich jedoch die oben skizzierte Charakteristik der Verteilung mit den absoluten und relativen Maxima ab. In Anlage A 9 ist die Verteilungsfunktion bei gleichmäßiger Verteilung der Windrichtungen aufgetragen. Bei ungleichmäßiger Windverteilung ist die Verteilungsdichte der Aufprallstellen nicht mehr rotationssymmetrisch, sondern sie weist Dellen auf. Bei der Ermittlung der Mindestabstände werden die ungünstigsten Dellen zugrunde gelegt. Diese werden ermittelt aus Windrichtungsverteilungen von zur Verfügung stehenden Einzelfalluntersuchungen im norddeutschen sowie mitteldeutschen Raum.

6.3 Ergänzende Bemerkungen

6.3.1 Überdrehzahl

Die Wurfweite ist unter anderem von der Drehzahl abhängig. Die maximale Drehzahl (Nenndrehzahl) wird gefahren, wenn sich die Windgeschwindigkeit im Wertebereich zwischen Nennwindgeschwindigkeit und Abschaltwindgeschwindigkeit befindet. Bei geringeren Windgeschwindigkeiten verringert sich die Drehzahl der WEA. Durch die Betriebssteuerung ist gewährleistet, dass die zu jeder Windgeschwindigkeit gehörige Drehzahl mit hinreichender Genauigkeit gefahren wird. Überdrehzahlen mit signifikanter Abweichung von den Nenndrehzahlen sind bei Ausfall der Betriebssteuerung denkbar. In diesem Fall ist als Grenzwert eine 25%ige Erhöhung der Nenndrehzahl denkbar. Üblicherweise müssen dann autark betriebene Bremssysteme in den Blättern wirksam werden. Erst bei Ausfall dieser Systeme sind noch höhere Überdrehzahlen denkbar.

Aus den zuvor beschriebenen Betriebszuständen ist zu erkennen, dass zu dem Auftreten einer signifikanten Überdrehzahl ein Versagen von Betriebssteuerungen und sonstigen Sicherheitseinrichtungen erforderlich ist. Für das Versagen mikroelektronischer Bauteile der Betriebssteuerung sind der Literatur (Unterlage U 48) Werte zwischen 10^{-4} Ereignisse/Jahr und 10^{-2} Ereignisse/Jahr zu entnehmen. Diese Werte müssten für den ungünstigen Fall einer nicht redundanten Schaltung eingesetzt werden. In der probabilistischen Betrachtung von Wurfweiten sind unter Überdrehzahl ermittelte Wurfweiten mit einer entsprechenden Eintrittswahrscheinlichkeit zu belegen. Mit den Zahlenwerten aus Kapitel 5.5.1 beträgt die Abwurfwahrscheinlichkeit z. B. eines 100-%-Rotorblattes von $2{,}8 \cdot 10^{-6}$ bis $2{,}8 \cdot 10^{-8}$ Ereignisse pro Jahr (statt $2{,}8 \cdot 10^{-4}$ Ereignisse pro Jahr). Da größere Drehzahlen größere Werte für die maximale Wurfweite bedingen, ergeben sich für den einzelnen Punkt des Trefferfeldes geringere Wahrscheinlichkeiten gegenüber dem Trefferfeld bei Nenndrehzahl. Daraus ergibt sich, dass ein unter Überdrehzahl ermitteltes Trefferfeld aus probabilistischer Sicht vernachlässigbar ist. Es wird somit keine Überdrehzahl berücksichtigt.

6.3.2 Maßgebliche Windgeschwindigkeiten

Gemäß den Ausführungen in Kapitel 5.2.4 tritt der Abwurf von Rotorblättern oder Teilen davon in 70 % der Fälle bei Sturm auf. Vereinfachend und auf der sicheren Seite liegend, wird in den folgenden Untersuchungen die Abschaltwindge-

schwindigkeit der einzelnen Anlagen verwendet. Für die restlichen 30 % der Abwurfereignisse wird postuliert, dass sie sich bei Windgeschwindigkeiten zugehörig zur Nenndrehzahl ereignet haben. Da die Nenndrehzahl steuernd für die Wurfweite ist, ergeben sich durch die oben getroffene Annahme vernachlässigbare Differenzen. Abwurfereignisse unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit (ca. 40 % bis 50 % der Abschaltgeschwindigkeit) werden hier nicht berücksichtigt.

6.3.3 Sturmabregelung

Bei einigen WEA besteht die Möglichkeit, den Betrieb nicht schlagartig bei Überschreiten der Abschaltwindgeschwindigkeit sondern kontinuierlich einzustellen. In diesem Fall fährt die WEA auch bei höheren Windgeschwindigkeiten, allerdings mit reduzierten Drehzahlen. Diese Sturmabregelung ist optional.

Voruntersuchungen haben ergeben, dass sich durch die Berücksichtigung von Betriebszuständen, die durch die Sturmabregelung möglich sind, geringere Mindestabstände ergeben. Der Übersicht halber bleibt dieser Sonderfall in den folgenden Untersuchungen auf der sicheren Seite liegend unberücksichtigt.

In den Berechnungen wird folglich die maximale Windgeschwindigkeit verwendet, bei der die Nenndrehzahl gefahren wird. Das entspricht der Abschaltgeschwindigkeit.

6.3.4 Eindringen eines abgeworfenen Rotorblattes in den Boden

6.3.4.1 Eingeerdete Schutzobjekte

Für eingeerdete Schutzobjekte stellt das Erdreich eine zusätzliche Schutzfunktion dar. Eine Schädigung des Schutzobjektes tritt nur dann ein, wenn das aufkommende Rotorblatt tief genug in den Boden eindringt. Die größte Eindringtiefe ergibt sich, wenn das Blatt parallel zur Wurfbahn, ohne jegliche Drehung und mit der Blattspitze bzw. der Nabe voran auf dem Boden aufprallt. Ein signifikantes Eindringen des Blattes kann auch dann angenommen werden, wenn der Winkel zwischen der Längsachse des Blattes und der Wurfbahn gering ist. In der Literatur (Unterlage U 38) wird hierfür ein Winkel von 10° angenommen. Bei größeren Winkeln ist von einem Bruch des Blattes auszugehen, bei dem wesentliche Teile der Aufprallenergie verzehrt werden. Dann steht keine Energie mehr

zur Durchdringung des Erdreichs zur Verfügung. Abweichend und auf der sicheren Seite liegend, wird in den folgenden Untersuchungen ein kritischer Winkel von 30° angesetzt.

Zur probabilistischen Bewertung wird weiterhin postuliert, dass sich das Rotorblatt zum Zeitpunkt des Aufpralls in einer beliebigen Stellung befindet. Dies ist auf die Anfangsbedingungen zum Zeitpunkt des Abwurfes und auf die einwirkenden Kräfte während des Wurfes zurückzuführen. Jede mögliche Stellung ist probabilistisch gleichwertig. Das beliebig drehende Rotorblatt befindet sich innerhalb einer Kugel mit dem Durchmesser entsprechend der Länge des Rotorblattes. Die Eintrittswahrscheinlichkeit einer kritischen Stellung ergibt sich somit aus dem Verhältnis der Mantelfläche des Kugelabschnittes und der Oberfläche der gesamten Kugel.

Es ist weiterhin zu berücksichtigen, dass ein Eindringen von Gegenständen in den Boden nur bei signifikanten Massen möglich ist. Das Eindringen von aufprallenden Kleinteilen bis in Leitungsnähe kann ausgeschlossen werden. In den folgenden Untersuchungen werden ein nennenswertes Eindringen des gesamten Rotorblattes in allen Klassen der Windenergieanlagen und zusätzlich ein Eindringen eines Drittelblattes in den Klassen 4 und 5 angesetzt. Die Klassen sind in Kapitel 9.2.1 beschrieben.

6.3.5 Maßgebende Fläche oberirdischer Anlagen

Das hier verwendete Berechnungsmodell basiert auf der Wurfparabel eines Punktes unter Berücksichtigung der entsprechenden aerodynamischen Eigenschaften. Demzufolge ist die Aufprallstelle als Punkt definiert. Eine Gefährdung kann also auch dann eintreten, wenn sich der Trefferpunkt in unmittelbarer Nähe eines oberirdischen Schutzobjektes befindet.

Demzufolge ergibt sich die Größe des gefährdeten Bereiches aus der Größe der Anlage selbst zuzüglich eines Einflussbereiches für die Länge des abgeworfenen Gegenstandes. Hierzu wird die ermittelte Lage einer Aufprallstelle dem Mittelpunkt eines Kreises zugeordnet, innerhalb dessen sich das abgeworfene Rotorblatt befindet. Der Radius dieses Kreises ist gleich der halben Rotorblattlänge. Eine Gefährdung der oberirdischen Anlage tritt dann ein, wenn der Abstand zwischen der Aufprallstelle und der Außenkante dieser Anlage maximal dem Radius

dieses Kreises entspricht. Allerdings tritt gerade in dem Fall eine Gefährdung nur dann ein, wenn die Achse des aufprallenden Rotorblattes senkrecht zur Außenkante der oberirdischen Anlage steht. Da jede Lage innerhalb des Kreises als probabilistisch gleichwertig zu betrachten ist, wird die zusätzliche Breite des Gefährdungsbereiches aus der Flächengleichheit des Halbkreises und eines Rechtecks mit einer Länge gleich der Rotorblattlänge errechnet.

6.3.6 Gefährdung von großformatigen Rohren

Bei Großrohren ab DN 1000 mit Nenndrücken im Bereich von 84 bar bis 100 bar sind Sonderregelungen in Abstimmung mit dem Leitungsbetreiber möglich. Berechnungen zeigen, dass derartige Rohre durch ein aufprallendes Rotorblatt zwar beschädigt werden, es jedoch nicht zu einer Undichte kommt. Eine derartige Studie ist in der Anlage A 13 enthalten. Hier wurde für Leitungen DN 1000 bis DN 1400, die mit 100 bar betrieben werden, nachgewiesen, dass sich das Rohr plastisch verformt. Allerdings wird dabei die Bruchdehnung des Rohres nicht erreicht. Somit kommt es nicht zu einer Undichte.

Es wird ausdrücklich betont, dass dieser Zustand nur dann zulässig ist, wenn der Leitungsbetreiber das Risiko der Leitungsverformung ausdrücklich kennt und diesem Ereignis zustimmt.

6.4 Ergebnisse

Die graphische Darstellung der Aufprallwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit des Abstandes zur WEA ist in der Anlage A 9 dargestellt. Berücksichtigt ist in den Ergebnissen die Eintrittswahrscheinlichkeit für den Abwurf eines rotierenden Teiles gemäß Kapitel 5.2 einschließlich der Aufteilung hinsichtlich der Größe des abgeworfenen Teiles gemäß Kapitel 5.2.3. Der Vergleich mit Ergebnissen unter Anwendung anderer Berechnungsverfahren liefert eine gute Übereinstimmung.

Die Berechnungen liefern für jede WEA und für jedes abgeworfene Teil eine maximale Wurfweite. Anhand dieser Wurfweite ergibt sich ein Kreis möglicher Aufprallstellen, dessen Mittelpunkt der Standort der WEA ist. Jeder einzelne Punkt innerhalb dieses Kreises ist mit einem Wert für die Trefferwahrscheinlichkeit belegt. Der Wert jedes einzelnen Punktes ist umso größer, je kleiner der Wert für die maximale Wurfweite ist, da das Integral über die Trefferwahrscheinlich-

keiten des gesamten Feldes den Wert 1 ergeben muss. Dies kann in bestimmten Fällen dazu führen, dass der Mindestabstand nicht von der Anlage mit den maximalen Wurfweiten bestimmt wird.

Der „springbrunnenartige" Verlauf der Werte für die Trefferwahrscheinlichkeit (Anlage A 9) führt zu der im Folgenden beschriebenen Besonderheit. Bei bestimmten Größen eines Schutzobjektes und einem bestimmten Grenzwert kann ein größerer Abstand zwischen Schutzobjekt und WEA unsicherer sein als ein geringerer Abstand. Dies ist auf die Häufung von Aufprallstellen im Bereich der maximalen Wurfweite zurückzuführen, die in diesem Bereich zu einem Anstieg der Eintrittswahrscheinlichkeit führt. Bei Aufaddition der Trefferwahrscheinlichkeiten über eine bestimmte Fläche des Schutzobjektes in diesem Bereich am Außenrand der Aufprallstellen kann der Grenzwert überschritten werden. Ist dagegen das Schutzobjekt näher an der WEA platziert, in dem Bereich eines relativen Minimums der Dichtefunktion, so kann die Aufaddition der Trefferwahrscheinlichkeiten über die Fläche des Schutzobjektes zu einem Wert führen, der unterhalb eines zulässigen Grenzwertes liegt. Wie in Kapitel 4.2 angegeben, erfolgt die Bestimmung des Mindestabstandes durch iterative Annährung des Schutzobjektes der WEA.

Für eine allgemeine Bewertung sicherheitsrelevanter Abstände zu beliebigen Schutzobjekten wird ein Mindestabstand errechnet, bei dem eine Trefferwahrscheinlichkeit eines abgeworfenen Rotorblattes oder eines Teiles davon als probabilistisch irrelevant anzusehen ist. Diese Abstände werden als Unbedenklichkeitsgrenze benannt und sind in der Anlage A 25 zusammengestellt. Die Abstände ergeben sich aus dem absoluten Maximalwert einer errechneten Wurfweite.

7. Gefährdung durch Abwurf von Eisfragmenten

7.1 Darstellung der Gefährdung

Bei Abwurf von Eisfragmenten kommt es zur Gefährdung von einigen oberirdischen Schutzobjekten. Zu diesen Schutzobjekten gehören zum einen jegliche Anlagen, bei denen sich Personen im Freien aufhalten. Weiterhin gehören hierzu Stationen, insbesondere sehr dünnwandige Behälter bzw. direkt an mediumbeaufschlagten Bauteilen angeschlossene Messeinrichtungen.

Die Gefährdung resultiert aus der kinetischen Energie des abgeworfenen Eisfragmentes. Aufgrund dieser Energie entstehen für sich im Freien aufhaltende Personen fatale Folgen bzw. es werden die Hüllen dünnwandiger Behälter oder von Fahrzeugen durchbohrt.

7.2 Angaben zur Berechnung

Die Berechnung der Wurfweiten erfolgt nach den Angaben in Kapitel 6.2 und 6.3. Folgende Besonderheiten sind jedoch zu berücksichtigen.

Aus Versuchen und Erfahrungen ist bekannt (s. a. Unterlage U 52), dass die Loslösung des Eises von den Rotorblättern u. U. in großformatigen Teilen stattfinden kann. Spätestens beim Abriss von der Kante zerfallen diese großformatigen Teile jedoch in klein- und kleinstformatige Eisfragmente. In den folgenden Untersuchungen wird folglich ein kleinformatiges Eisfragment betrachtet. Aus den Statistiken zu Unterlage U 54 sowie den Angaben aus der Unterlage U 53 ist zu entnehmen, dass Eisfragmente mit einem Gewicht von bis zu 1 kg in statistisch relevanter Anzahl vorkommen. In den folgenden Untersuchungen wird daher das Gewicht des Eisfragmentes angesetzt zu

$$G_{Eis} = 1 \text{ kg}.$$

Abwurf von Eisfragmenten findet nicht zwangsweise bei hohen Windgeschwindigkeiten statt. Vielmehr ist bei dem Abwurf von Eisfragmenten die statistische Verteilung der Windgeschwindigkeiten zugrundezulegen. Das bedeutet, dass bei Nenndrehzahl und hoher Windgeschwindigkeit die Abwurfwahrscheinlichkeit von Eisfragmenten deutlich geringer ist als bei mittlerer Windgeschwindigkeit.

Ebenso ist die Abwurfwahrscheinlichkeit bei geringen Windgeschwindigkeiten und geringen Drehzahlen geringer als bei mittleren Windgeschwindigkeiten.

Hieraus ist zu schließen, dass für die Bestimmung der Trefferwahrscheinlichkeit eines Punktes die Berechnungen für unterschiedliche Windgeschwindigkeiten samt den dazugehörigen Drehzahlen durchzuführen ist. Dies führt zu einem sehr hohen Rechenaufwand, sodass für die vorliegenden Untersuchungen eine Vereinfachung eingeführt wird. Die Berechnung erfolgt konservativ für die maximale Windgeschwindigkeit, die ebenso für den Abwurf von Rotorblättern verwendet wird. Hierzu wurden Vergleichsrechnungen anhand der Kennwerte konkreter Projekte durchgeführt. Zur Berücksichtigung der Eintrittswahrscheinlichkeit von Eiswurfereignissen bei maximaler Windgeschwindigkeit wird ein Korrekturfaktor

$$Pf4.1 = 0{,}5$$

angesetzt.

8. Gefährdung durch Abwurf des Maschinenhauses

8.1 Darstellung der Beanspruchung

Bei dem Abwurf eines Maschinenhauses können in der Nähe befindliche Schutzobjekte entweder durch das Maschinenhaus selbst oder durch davon abstehende Rotorblätter beschädigt werden.

Beim Abwurf eines Maschinenhauses entsteht eine hohe Aufprallenergie, wodurch sich das Maschinenhaus in das Gelände über einige Dezimeter in den anstehenden Boden eindrückt. Weiterhin bewirkt die hohe Aufprallenergie eine Ausbreitung von Wellen im Boden, die die eingeerdeten Schutzobjekte zusätzlich beanspruchen.

An dem abgeworfenen Maschinenhaus befinden sich im Betriebszustand die Rotorblätter. Unter ungünstigen Bedingungen können abstehende Rotorblätter über die Aufprallstelle des Maschinenhauses selbst hinausragen. Für Schutzobjekte ergibt sich dann ein zusätzlicher Gefährdungsbereich.

Der Beginn des Abwurfes ist ebenfalls als stark diskontinuierlicher Prozess zu betrachten. Es kommt zunächst zu örtlichem Versagen, das erst dann zum Abwurfereignis führt, wenn die Resttragfähigkeit nicht mehr ausreicht. Dieser Prozess hat eine zeitliche Abwicklung. Insofern ist für dieses Versagensszenario wiederum von einer willkürlichen Lage der Wurfbahn und einer willkürlichen Lage der Rotorblätter beim Zeitpunkt des Aufpralls auszugehen.

8.2 Aufprallstelle des Maschinenhauses

8.2.1 Theoretische Grundlagen der Wurfparabel

Anzusetzen ist die Gleichung der Wurfparabel ohne Luftwiderstand (Unterlage U 39). Die Berücksichtigung des Luftwiderstandes ist aufgrund des hohen Eigengewichtes bei den geringen Dimensionen von untergeordneter Bedeutung. Daher bleibt der Luftwiderstand unberücksichtigt.

Die Einzelheiten des Berechnungsmodells sind in der Anlage A 10 dargestellt. Es wird ein vereinfachtes Berechnungsmodell verwendet, welches von einem Ab-

wurfwinkel von 45° ausgeht. Aufgrund der hohen Masse des Maschinenhauses liegt diese Annahme auf der sicheren Seite.

In der Berechnung wird das Maschinenhaus als Punkt betrachtet. Daher muss die Aufprallstelle erweitert werden, um die Dimension des Maschinenhauses und einen Sicherheitszuschlag. Die Dimension des Maschinenhauses wird mit der maximalen Abmessung, d. h. der Maschinenhauslänge, berücksichtigt. In der Berechnung ist diese zu 50 % angesetzt, da die errechnete Aufprallstelle den Mittelpunkt darstellt. Der Sicherheitszuschlag berücksichtigt etwaige Kraterbildungen und wird mit 2 m angesetzt.

8.2.2 Probabilistische Betrachtungen

Die Lage der Aufprallstelle kann probabilistisch gesehen dahingehend ausgewertet werden, dass sich diese auf einem beliebigen Punkt eines konzentrischen Kreises mit dem entsprechenden Radius befindet. Diese Betrachtungen bleiben jedoch auf der sicheren Seite liegend unberücksichtigt, da die Hauptabmessung des Maschinenhauses im Verhältnis zu dem Umfang des entsprechenden Kreisringes eine ähnliche Größenordnung hat.

8.2.3 Ergebnisse

Die Berechnung erfolgt für die unterschiedlichen Nabenhöhen je Leistungsklasse. Die Ergebnisse sind in der Anlage A 11 zusammengestellt.

Erfahrungen aus bekannten Vorfällen zeigen, dass die oben angegebenen Werte auf der sicheren Seite liegen.

8.3 Aufprallstelle abstehender Rotorblätter

8.3.1 Grundlagen der Berechnung

Der Gefährdungsbereich vergrößert sich, wenn ein an dem abgeworfenen Maschinenhaus befindliches Rotorblatt der Länge nach auf dem Boden aufkommt. Der maximale Gefährdungsbereich liegt dann in einer Entfernung des halben Rotordurchmessers von der Aufprallstelle zuzüglich eines Sicherheitszuschlag von 20 %.

Der letztgenannte Zahlenwert tritt nur dann ein, wenn die Verlängerung der Längsachse des entsprechenden Rotorblattes durch den Standort der WEA geht. Da jedoch insgesamt der Abstand zur WEA gering ist, wird im vorliegenden Fall auf der sicheren Seite liegend immer der halbe Rotordurchmesser angesetzt.

8.3.2 Probabilistische Betrachtungen für eingeerdetes Schutzobjekt

Ein eingeerdetes Schutzobjekt (z. B. eine Leitung) ist nur dann gefährdet, wenn eines der drei Rotorblätter in den Boden eindringen kann. Hierbei muss die Eindringstelle des Rotorblattes mit der Schutzobjektslage übereinstimmen. Es handelt sich wiederum um Folgeereignisse, deren Eintrittswahrscheinlichkeiten zu multiplizieren sind.

Die Wahrscheinlichkeit für das Eindringen eines der drei Rotorblätter ergibt sich aus der in Kapitel 6.3.4 festgelegten Annahme über den Winkel zwischen Rotorblattachse und der Wurfbahn. Das abgeworfene Maschinenhaus samt den Rotorblättern befindet sich innerhalb einer Kugel, deren Radius dem Rotordurchmesser entspricht. Die Wahrscheinlichkeit für das Auftreffen eines der Rotorblätter in einem 30°-Kegel ergibt sich nach den Vorgaben in Kapitel 6.3.4. Dieser Wert ist zu halbieren, da nur der Teil des Kugelabschnittes betrachtet wird, der weiter entfernt liegt, als die Aufprallstelle des Maschinenhauses. Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich hierfür eine Eintrittswahrscheinlichkeit von $1 \cdot 10^{-1}$ Ereignissen pro Abwurf.

Die Aufprallstellen für die Rotorblattspitze befinden sich in einem zum Turm konzentrischen Kreis, dessen Außenradius die Aufprallstelle zuzüglich der halben Rotorblattlänge beträgt. Das geradlinig verlaufende eingeerdete Schutzobjekt, z. B. Leitung, durchquert diesen Kreis in einem Abstand zum Standort der WEA, der sich innerhalb der soeben beschriebenen Außengrenzen des Kreises befindet, im Übrigen jedoch beliebig ist. Die Eintrittswahrscheinlichkeit für die Übereinstimmung der Aufprallstelle der Rotorblattspitze mit der Schutzobjektslage ergibt sich aus dem Verhältnis der Grundfläche des Schutzobjektes in diesem Kreisring und der Fläche des oben beschriebenen Kreisringes. Die Ermittlung der Eintrittswahrscheinlichkeit für dieses Ereignis für unterschiedliche

Nabenhöhen und unterschiedliche Lagen des Schutzobjektes innerhalb des Kreisrings liefert einen Mittelwert von $6 \cdot 10^{-2}$ Ereignissen pro Abwurf.

Die soeben benannten Eintrittswahrscheinlichkeiten multipliziert mit der Eintrittswahrscheinlichkeit für den Abwurf des Maschinenhauses gemäß Kapitel 8.2 liefern eine Eintrittswahrscheinlichkeit für die Gefährdung von eingeerdeten Schutzobjekten von

$$Pf \cong 1 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

Unter Beachtung der Grenzwerte für Fernleitungen (Kapitel 10) und für Mineralölleitungen (Kapitel 11) sowie der entsprechenden Leitungen der E&P-Industrie (Kapitel 12) bleibt damit dieser Bereich für abstehende Rotorblätter bei Einzelanlagen unberücksichtigt.

8.3.3 Ergebnisse

Entsprechend der Vorgehensweise in Kapitel 8.2.3 werden die Berechnungen je Leistungsklasse der WEA durchgeführt. Maßgebend ist je Anlage die Summe aus der maximalen Abmessung des Maschinenhauses und dem maximalen Rotordurchmesser. Weiterhin erfolgt eine zusätzliche Berechnung, in der je Anlage die Summe aus der maximalen Abmessung des Maschinenhauses und dem halben Rotordurchmesser berücksichtigt wird. Die Ergebnisse sind in der Anlage A 11 enthalten.

8.4 Dynamische Beanspruchung infolge Aufprallenergie

8.4.1 Theoretische Grundlagen

Das Maschinenhaus hat in seiner bestimmungsgemäßen Lage eine potenzielle Energie, die sich aus dem Gewicht und der Nabenhöhe ergibt. Diese potenzielle Energie wird während des Abwurfs im Wesentlichen in kinetische Energie umgewandelt. Anzusetzen ist das gesamte Gewicht des Maschinenhauses einschließlich der Rotornabe und der Rotorblätter.

Durch den Aufprall wird dynamische Energie in den Boden eingeleitet. Es entstehen Schwingungen der Bodenpartikel. Diese Schwingungen pflanzen sich im

Erdreich fort. Hierdurch entsteht eine Zusatzbeanspruchung in eingeerdeten Schutzobjekten. Die Berechnung der Fortpflanzung von Schwingungen und der hieraus herzuleitenden Beanspruchungen ist ausführlich in den Unterlagen U 49 bis U 51 beschrieben. Die Höhe der Beanspruchung in den eingeerdeten Schutzobjekten ist abhängig von der eingeleiteten dynamischen Energie, von dem anstehenden Boden und von dem Abstand zwischen der Aufprallstelle und dem Schutzobjekt. Die Berechnung der Schwinggeschwindigkeit erfolgt anhand des folgenden empirisch verifizierten Gesetzes:

$$v = C \cdot \frac{\sqrt{E}}{a}$$

Der Faktor C berücksichtigt den Einfluss des Energieeintrags. Er wird hergeleitet aus den Ausführungen in U 50. Es wird hierbei vorausgesetzt, dass die anstehenden Böden Lockergesteinen zuzuordnen sind. Weiterhin wird aus Sicht der Bodendynamik der Aufprall als einmaliges Ereignis eingestuft. Unter diesen Voraussetzungen ist als Faktor für den Einfluss der Energiequelle anzusetzen

$$C = 12.$$

Ausdrücklich ist hierbei darauf hinzuweisen, dass sich dieser Faktor erhöht, wenn oberflächennahe felsige Gesteine anzutreffen sind. Dieser Sonderfall bleibt hier jedoch unberücksichtigt.

In den hier gewählten Ansätzen für die Ausbreitung von Stoßwellen bleibt auf der sicheren Seite liegend der Energieverzehr durch die Bodenverdichtung im Aufprallort unberücksichtigt.

8.4.2 Ergebnisse

Aus der Aufprallenergie lassen sich durch Verwertung der Formelwerke in den oben angegebenen Unterlagen U 49 bis U 51 Schwinggeschwindigkeiten und statische Ersatzlasten für das eingeerdete Schutzobjekt errechnen. Sinnvoll ist die Berechnung dieser Ersatzlasten für eingeerdete Schutzobjekte, bei denen sich aus den anderen Gefährdungspotenzialen geringe Abstände ergeben. Da die Schwinggeschwindigkeit und damit die statische Ersatzlast geometrisch mit

dem Abstand zum Aufprallort abnehmen, ist der Einfluss bei weiter entfernten Schutzobjekten (z. B. auch oberirdischen Schutzobjekten) vernachlässigbar.

8.4.3 Probabilistische Bewertung

Bei einer probabilistischen Bewertung müssen die Beanspruchungen durch Eintrag dynamischer Energie mit den Beanspruchungen aus Innendruck überlagert werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Beanspruchungen aus dynamischer Energie mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit gemäß Kapitel 5.5.1 eintreten.

Die probabilistische Bewertung der Beanspruchung von eingeerdeten Schutzobjekten infolge Aufprallenergie eines abgeworfenen Maschinenhauses liefert selbst bei den geringen Abständen eine vernachlässigbare Größenordnung. Daher werden diese Beanspruchungen im Folgenden nicht berücksichtigt.

9. Ermittlung von Mindestabständen

9.1 Bewertung der Gefährdung

Die Ermittlung der Mindestabstände erfolgt im Prinzip unter Addition der Gefährdung der einzelnen hier untersuchten Gefährdungspotenziale, Abwurf von Trümmern, Abwurf und Fall von Eisfragmenten, Abwurf des Maschinenhauses. Da die Gefährdung durch jeweils eines der Gefährdungspotenziale eintreten kann, sind die jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeiten zu addieren. Die Berücksichtigung der Eintrittswahrscheinlichkeit der Gefährdung durch Turmbruch ist nur dann erforderlich, wenn der Grenzwert für das entsprechende Schutzobjekt geringer ist als die hier angesetzte Eintrittswahrscheinlichkeit für den Turmbruch. Einzelheiten hierzu sind in Anlage A 12 beschrieben. Darüber hinaus werden Gefährdungen nur dann aufaddiert, wenn sie geometrisch überhaupt möglich sind.

Die Ermittlung der Abstände erfolgt rechnerisch durch schrittweises Nähern des jeweiligen Schutzobjektes an den Standort der WEA. Mit abnehmender Entfernung erhöht sich die Trefferwahrscheinlichkeit. Die Entfernung gilt als Mindestabstand, bei der der Grenzwert in diesem Iterationsprozess signifikant überschritten wird.

9.2 Darstellung der Ergebnisse

9.2.1 Definition von Klassen der Windenergieanlagen

Ziel der Untersuchungen ist eine allgemein gültige Festlegung von Mindestabständen zwischen WEA und Schutzobjekten. Die Darstellung der Ergebnisse soll unabhängig vom Hersteller erfolgen. Da die Ergebnisse von den Parametern der einzelnen WEA abhängen, werden die WEA und damit die Ergebnisse nach den wesentlichen Parametern klassifiziert. Als wesentliche Parameter wurden der Rotordurchmesser, das Gewicht des Rotorblattes sowie die Nabenhöhe identifiziert. Zusätzlich wird die Nennleistung als Hilfsgröße verwendet (siehe 9.2.2.).

Aus der Marktanalyse und unter Berücksichtigung von Grundlagen zur aerodynamischen Dimensionierung von WEA wurden die in der folgenden Tabelle angegebenen Klassen definiert. Die Klassen werden nach dem Rotordurchmesser

und dem Blattgewicht (und der Nennleistung) beschrieben. Weiterhin zeigt sich, dass nicht bei jeder Nennleistung alle möglichen Nabenhöhen realisiert werden. WEA mit geringer Nennleistung werden mit Nabenhöhen bis maximal 100 m erstellt. Dagegen werden WEA mit hoher Nennleistung mit Nabenhöhen ab 80 m hergestellt. Im Einzelnen gelten die folgenden Werte:

Klasse	Rotordurchmesser RD in m	Blattgewicht RB in t	Nabenhöhe H in m	(Nennleistung) P in MW
1	40 ≤ RD < 65	RB < 15	H ≤ 100	0,5 < P < 1,5
2	65 ≤ RD < 100	RB < 15	H ≤ 150	1,5 ≤ P < 3,0
3	100 ≤ RD < 120	RB < 15	60 < H ≤ 150	3,0 ≤ P < 4,5
4	120 ≤ RD < 140	15 ≤ RB ≤ 25	60 < H ≤ 170	4,5 ≤ P ≤ 8,0
5	140 ≤ RD ≤ 170	15 ≤ RB ≤ 25	80 < H ≤ 170	4,5 ≤ P ≤ 8,0

Tabelle 5: Definition der WEA-Klassen

Die Angaben von Mindestabständen gemäß den Anlagen A 15 bis A 25 erfolgen unter Berücksichtigung der hier definierten Klassen.

9.2.2 Ergänzende Bemerkungen

Die Definition der Klassen von WEA erfolgte anhand des Rotordurchmessers und des Blattgewichtes. In einzelnen Fällen von WEA können die Daten nicht korrelieren, d. h., dass die Zuordnung je nach Rotordurchmesser oder Blattgewicht zu unterschiedlichen Klassen erfolgen müsste. In diesem Fall ist der größere Mindestabstand maßgebend. Die Nennleistung stellt eine Hilfsgröße dar und ist nicht maßgebend. Die Nennleistung kann zur Klassifizierung verwendet werden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind (z. B. im frühen Projektstadium).

Die Ermittlung von Mindestabständen erfolgt anhand der konkreten WEA gemäß Anlage A 14.

9.2.3 Plausibilitätsprüfung der Mindestabstände

Die zuvor beschriebenen Berechnungen erfolgen unter Berücksichtigung der Daten der konkreten WEA je WEA-Anlage und Nabenhöhe. Es ergeben sich Min-

destabstände, die sich im Prinzip mit steigender WEA-Klasse und mit steigender Nabenhöhe vergrößern.

Allerdings ergeben sich in einzelnen Fällen Abweichungen von diesem allgemeinen Trend (s. a. Kapitel 6.4). Hintergrund ist der sich mit steigender WEA-Klasse und steigender Nabenhöhe vergrößernde Kreis möglicher Aufprallstellen. Die Vergrößerung des Kreises bedingt eine Verringerung der Wahrscheinlichkeit der einzelnen Aufprallstelle. Dies führt in Einzelfällen dazu, dass sich bei größerer WEA-Klasse und größerer Nabenhöhe ein geringerer Mindestabstand ergeben kann.

In den Tabellen der Anlagen A 15 ff. weisen die Mindestabstände mit zunehmender WEA-Klasse und zunehmender Nabenhöhe eine steigende, gelegentlich konstante Tendenz auf.

9.3 Allgemeine Anwendungshinweise

Die ermittelten Mindestabstände werden tabellarisch zusammengestellt. Für die Ermittlung dieser Mindestabstände wurden in den vorangegangenen Kapiteln Annahmen getroffen. Diese werden für die Anwendung der Tabellen im Folgenden noch einmal zusammengestellt:

- Die Mindestabstände der Anlagen A 15 ff. sind bei eingeerdeten Leitungen vom Mittelpunkt des Standortes der WEA bis zur Achse der Leitung definiert. Bei allen anderen Schutzobjekten gilt der Mindestabstand vom Mittelpunkt des Standortes der WEA bis zur nächst gelegenen Außenkante dieses Schutzobjektes.
- Die Tabellen gelten für Anlagen, deren maschinenbautechnischer Teil nach den Richtlinien des GL (Unterlagen U 15 bis U 17) zertifiziert und deren Turmbauwerke nach der DIBt-Richtlinie (U 18 bis U 20), unter Einbeziehung der DIN EN 41400 (Unterlage U 13), dimensioniert wurden. Die Tabellen gelten weiterhin für Anlagen, deren Gründungen nach Vorgaben eines durch einen Sachverständigen erstellten Gründungsgutachtens hergestellt wurden. Unter den genannten Voraussetzungen gelten die angegebenen Mindestabstände sowohl für zu errichtende WEA in Nähe der benannten Schutzobjekte als auch für zu errichtende Schutzobjekte in der Nähe bereits bestehender WEA.

- Die Ermittlung der Mindestabstände erfolgt für die in Anlage A 14 angegebenen WEA-Typen. Die Ergebnisse können für hier nicht berücksichtigte WEA-Typen verwendet werden, sofern deren charakteristische Daten von den hier berücksichtigten WEA-Typen abgedeckt sind. Im Zweifel ist dies sachverständig zu prüfen.
- Bei eingeerdeten Leitungen innerhalb von Windparks gilt der Mindestabstand für maximal drei WEA auf einer Leitungslänge von einem Kilometer.

Ggf. sind je Schutzobjekt weitere Anwendungshinweise zu beachten. Diese sind in den jeweiligen Kapiteln bzw. in den dazugehörigen Tabellenblättern angegeben.

10. Bewertung der Schutzobjekte für das Medium Erdgas

10.1 Allgemeines

Es werden Fernleitungen für den Transport von Erdgas (als Süßgas) betrachtet. Diese Leitungen verlaufen eingeerdet. Aus Sicherheitsgründen werden diese Leitungen in Abschnitten von ca. 10 bis 20 km sektioniert. Es handelt sich dabei um Stationen, in denen der Durchfluss des Mediums unterbrochen werden kann. Weiterhin befinden sich an den Leitungen Übergabestationen sowie Stationen mit Molchschleusen. Die benannten Stationen unterscheiden sich von einer eingeerdeten Leitung dann, wenn druck- und mediumführende Bauteile über die Geländeoberkante geführt werden.

Als Süßgas wird Erdgas bezeichnet, welches entzündlich, aber nicht toxisch ist. Eine Gefährdung von Personen außerhalb des unmittelbaren Aufprallbereiches eines abgeworfenen Rotorblattes kann bei einer Entzündung der Gaswolke oder durch die Druckwelle bei schlagartigem Leitungsaufriss entstehen. In die probabilistische Bewertung geht die Gefährdung durch Entzündung ein, wogegen die Gefährdung durch Druckwellenausbreitung vernachlässigt werden kann (Unterlage U 46). Diese Feststellung findet Berücksichtigung in der Festlegung von Grenzwerten (s. a. Kapitel 10.2).

Die hier angesprochenen Leitungen und Anlagen unterliegen der Verordnung über Gashochdruckleitungen (Unterlage U 6). Weitergehende Regelungen sind unter anderem im DVGW-Arbeitsblatt G 463 (Unterlage U 24) enthalten.

Die Berechnungen erfolgen nach den Angaben in Kapitel 9, den Eintrittswahrscheinlichkeiten in Kapitel 5, den Angaben zur Besonderheit von Windparks in Kapitel 4 sowie den Angaben zur Unterscheidung zwischen eingeerdeten und oberirdischen Schutzobjekten der Kapitel 6 bis 8.

10.2 Festlegung von Grenzwerten

Die Festlegung der Grenzwerte für Süßgasleitungen erfolgt auf Grundlage der DIN EN 16708 (Unterlage U 14) und der DIN EN 14161 (Unterlage U 11). In

DIN EN ISO 16708 sind Grenzwerte angegeben, die von der Umgebungsklasse, dem Nenndruck sowie dem Durchmesser der Leitung abhängen.
Hinsichtlich der Umgebungsklasse wird Tabelle B.1 aus Anhang B der DIN EN 14161 (Unterlage U 11) herangezogen. Die Umgebung definiert sich über die Bevölkerungsdichte. Die Errichtung von WEA erfolgt in der Regel in ländlichen Gebieten, bei denen mit einer Bevölkerungsdichte von ‹50 Personen je km² ausgegangen werden kann. Mit diesem Eingangswert leitet sich aus DIN EN ISO 16708 (Unterlage U 14) die Safety Class „Normal" her.

Die Bestimmungsgleichung für den zulässigen Grenzwert lautet:

$$\text{zul } Pf = 5 \cdot 10^{-4}/(PN \cdot D^3).$$

Das Gutachten soll für Leitungen mit einem Nenndruck von maximal 100 bar und einem Nenndurchmesser in den Klassen „bis DN 500", „bis DN 900" und bis „DN 1400" gelten. In der folgenden Tabelle sind die Grenzwerte für unterschiedliche relevante Durchmesser- und Nenndruckstufenkombinationen ermittelt. Ebenso sind in der Tabelle die Leitungsparameter angegeben, bei denen der Grenzwert den Maximalwert für die Versagensszenarien aus Kapitel 5.5.1 überschreitet.

Nenndurchmesser DN	zul Pf (SC = Normal) für		
	50 bar	90 bar	100 bar
200	-	$5{,}2 \cdot 10^{-4}$	$4{,}8 \cdot 10^{-4}$
300	$2{,}9 \cdot 10^{-4}$	-	-
500	$7{,}6 \cdot 10^{-5}$	$4{,}2 \cdot 10^{-5}$	$3{,}8 \cdot 10^{-5}$
900	$1{,}3 \cdot 10^{-5}$	$7{,}3 \cdot 10^{-6}$	$6{,}5 \cdot 10^{-6}$
1400	$3{,}5 \cdot 10^{-6}$	$1{,}9 \cdot 10^{-6}$	$1{,}8 \cdot 10^{-6}$

Tabelle 6: zul Pf in Ereignissen pro Jahr pro Kilometer

Vereinfachend wird in den folgenden Untersuchungen als Grenzwert angesetzt:

$\text{zul } Pf_{Leitung} = 6{,}0 \cdot 10^{-6}$ Ereignisse/(km · Jahr) für Klasse „≤ DN 500",
$\text{zul } Pf_{Leitung} = 6{,}0 \cdot 10^{-6}$ Ereignisse/(km · Jahr) für Klasse „≤ DN 900",
$\text{zul } Pf_{Leitung} = 1{,}0 \cdot 10^{-6}$ Ereignisse/(km · Jahr) für Klasse „≤ DN 1400".

Die probabilistische Bewertung derartiger Leitungen zeigt, dass die Gefährdung durch sonstige Beanspruchungen sowie durch Dritte deutlich geringere Werte aufweist. Insofern kann die hier untersuchte Gefährdung als steuernd angesetzt werden. Unter diesen Voraussetzungen wird auf die bei probabilistischer Bewertung übliche Reduzierung des Grenzwertes auf 10 % verzichtet. Diese Festlegung trifft für Leitungen der Klassen DN ⩽ 900 und DN ⩽ 1400 zu. Bei Leitungen der Klasse DN ⩽ 500 trifft dies nur eingeschränkt zu. Daher wird der Grenzwert für die Klasse bis DN 500 dem Grenzwert für die Klasse bis DN ⩽ 900 gleichgesetzt.

Bei Stationen ist der Bezug des Grenzwertes auf einen Kilometer nicht sinnvoll. Da der Gefährdungsbereich geringer ist als die Bezugslänge von einem Kilometer, wäre demnach eine Erhöhung des Grenzwertes zulässig. Hier wird darauf verzichtet, da dann das individuelle Risiko zum Tragen kommt. Als Grenzwert wird angesetzt

zul $Pf_{Station} = 1{,}0 \cdot 10^{-6}$ Ereignisse/Jahr.

10.3 Mindestabstände für eingeerdete Schutzobjekte

Eingeerdete Gashochdruckleitungen haben Nenndurchmesser bis 1.400 mm. In der Regel handelt es sich um Leitungen mit einem Durchmesser von weniger als 1.000 mm. Da eine Beschädigung der Leitung auch dann eintritt, wenn das Blatt nicht unmittelbar oberhalb der Leitung aufkommt, ist ein Gefährdungsbereich zu definieren. Es wird über die Leitungsachse eine Fläche mit einer Breite von 3 m angesetzt.

Das Eintreten einer ungünstigen Stellung des aufkommenden Rotorblattes gemäß Kapitel 6.3.4.1 liefert einen zusätzlich zu berücksichtigenden Faktor von

Pf4 = 0,067.

Weiterhin sind die Angaben der Größe des Rotorblattes in Abhängigkeit des Blattgewichtes in Kapitel 6.3.4.1 zu berücksichtigen.

Die Trasse von erdverlegten Leitungen ist abschnittsweise geradlinig. Zwischen diesen Abschnitten befinden sich sogenannten Tangentenschnittpunkte (TS). Die

folgenden Berechnungen gelten für geradlinige Leitungen, einschließlich TS mit einem Schnittwinkel von mehr als 165°.

Die Ergebnisse befinden sich in der Anlage A 15. Es sind jeweils die Mindestabstände unter Berücksichtigung einer Einzelanlage und unter Berücksichtigung eines Windparks angegeben.

Maßgebend ist der Abwurf eines Rotorblattes.

10.4 Mindestabstände für oberirdische Schutzobjekte

Bei Ferngasleitungen sind Stationen mit Druck und Medium beaufschlagten Bauteilen über Geländeoberkante zu berücksichtigen. Der Grundriss der Stationen wird als Rechteck mit einem Seitenverhältnis von 2 zu 1 definiert. Dabei ist die Längsseite den WEA zugewandt. Hierdurch ergeben sich die größeren Mindestabstände. Die zu untersuchenden Stationen sind in der folgenden Tabelle enthalten.

Länge in m	Breite in m	Fläche in m^2	Beispiel
30	15	450	Streckenschieber

Tabelle 7 Stationen an Ferngasleitungen

Bei der Berechnung wird nur der Aufprall von Großteilen des Rotorblattes (100-%-Rotorblatt und 30-%-Rotorblatt) berücksichtigt. Diese Großteile können beim Aufprall Bauteile der Hauptleitung zerstören. Dagegen werden bei dem Aufprall von Kleinteilen (Tip und Eisstücke) lediglich Messeinrichtungen zerstört. Diese haben gegenüber der Hauptleitung einen sehr geringen Durchmesser. In DIN EN 16708 (Unterlage U 14) geht der Durchmesser in die Ermittlung des Grenzwertes in der dritten Potenz ein. Somit ist der Einfluss der Treffer durch Tip und Eisstücke auf das Ergebnis vernachlässigbar.

Die Ergebnisse befinden sich in der Anlage A 15.

10.5 Ergänzende Bemerkungen

Bei der Verwendung der Tabellen sind die folgenden Bemerkungen zu beachten.

Sind gleichzeitig Stationen und eingeerdete Leitungsabschnitte betroffen, ist für den Mindestabstand der größere Wert maßgebend. In der Regel ist das der Wert für Stationen.

Sonstige Besonderheiten in der Leitungsführung, wie Tangentenschnittpunkte mit größeren Abwinklungen, bedürfen einer gesonderten Untersuchung. Diese Untersuchung ist nicht erforderlich, wenn die Abstände nach Anlage A 25 ermittelt werden.

Bezüglich Leitungen der Klassen DN 1000 bis DN 1400 sei auf Kapitel 6.3.6 bzw. Anlage A 13 verwiesen. Diese Leitungen, die mit hohem Nenndruck betrieben werden, haben nennenswerte Wanddicken. Es wurde nachgewiesen, dass in diesem Fall der Aufprall eines Rotorblattes plastische Verformungen hervorruft. Allerdings wird hierbei die Bruchdehnung von Stahl nicht erreicht, sodass es nicht zu einer Undichte kommt. Für derartige Leitungen sind die Angaben in der Anlage A 15.2 maßgebend. Die Festlegung ist mit dem Leitungsbetreiber abzustimmen.

11. Bewertung der Schutzobjekte für das Medium Mineralöl

11.1 Allgemeines

Ergänzend zu den Ausführungen zu Gashochdruckleitungen (Kapitel 10) sind für Mineralölleitungen die folgenden Punkte zu beachten.

Es werden Leitungen betrachtet, die dem Transport von Mineralöl oder Mineralölderivaten dienen. Das transportierte Medium ist bei atmosphärischem Druck flüssig. Der Austritt von Medium aus Mineralölleitungen führt in der Regel zu Umweltschäden und gelegentlich zu Personenschäden. Die Umweltschäden bestehen aus einer Verschmutzung des Bodens im unmittelbaren Schadensbereich sowie einer Verschmutzung oberirdischer Gewässer oder des Grundwassers. Gravierende Personenschäden sind nicht auszuschließen, wenn es zu einer Entzündung gekommen ist. Zu einer Entzündung des ausgelaufenen Mediums bedarf es hoher Temperaturen oder einer Initialzündung.

11.2 Festlegung von Grenzwerten

Die Norm DIN EN ISO 16708 (Unterlage U 14) gilt ebenso für Mineralölfernleitungen. Dort werden anhand des Mediums und der Umgebungszone Sicherheitsklassen definiert, anhand derer die Dimensionierung der Leitung durchzuführen ist. Demzufolge sind Mineralölfernleitungen um eine Sicherheitsklasse niedriger einzustufen als Gasfernleitungen. Die für die Sicherheitsklassen hergeleiteten Grenzwerte in Anhang C der angegebenen Norm beziehen sich auf Gashochdruckleitungen und wurden den angegebenen Literaturstellen für diese Gefährdungspotenziale entnommen. Eine Übertragbarkeit auf andere Medien soll der Vorschrift zufolge von Fall zu Fall überprüft werden. Hierbei ist aufzuführen, dass bei der vorgesehenen Einstufung nach der angegebenen Vorschrift „geringe Umweltschäden“ zugelassen werden. Eine Höherstufung der Sicherheitsklassen ist erforderlich, wenn die Umweltschäden bei Entstehung einer Leckage als „erheblich“ eingestuft werden. Eine Quantifizierung dieser Bezeichnungen enthält die Norm nicht. Für die Festlegung von Grenzwerten sind daher ergänzende Untersuchungen erforderlich.

Hierzu erfolgt zunächst eine Bewertung der deterministischen Dimensionierung. Der Vergleich der maßgeblichen Vorschriften TRFL (Unterlage U 27) für die Dimensionierung von Mineralölleitungen sowie DVGW G 463 (Unterlage U 24) für Gashochdruckleitungen liefert erhöhte Sicherheitsanforderungen für Mineralölleitungen. Nur bei hochwertigen Stahlsorten sind die Anforderungen gleich.

Als eine alternative Abschätzung werden die Statistiken der Concawe (Unterlage U 34) verwendet. In der Statistik sind Schadensereignisse über die letzten ca. 30 Jahre ausgewertet. Für 290 Fälle wird die betroffene Fläche angegeben. Darüber hinaus ist die Zahl der Fatalitäten angegeben.

Für die Bewertung der Umweltschäden werden die Daten ausgewertet und durch Dichtefunktionen approximiert. Die betroffene Fläche liegt in knapp 70 % der Fälle unterhalb von 100 m². Die 95-%-Fraktile liegt bei 500 m². Eine Dauer der Beeinträchtigung der betroffenen Fläche ist in den Statistiken nicht angegeben.

Anhaltswerte für die Bewertung liefern die Richtlinien zur Anwendung der Störfallverordnung in der Schweiz (Unterlage U 8). Hier wird anhand des Schadensausmaßes ein Störfallwert definiert, aus dem sich eine zulässige Eintrittswahrscheinlichkeit für den Schaden herleiten lässt. Für den hier maßgebenden Schaden einer beschädigten Fläche wird das Kriterium „Boden mit beeinträchtigter Bodenfruchtbarkeit“ verwendet. Dabei erfolgt die Auswertung dahingehend, dass ein zulässiger Grenzwert für die Entstehung einer Undichte iterativ ermittelt wird. Im Ergebnis soll die Untergrenze des Übergangsbereiches im Diagramm des gesellschaftlichen Risikos, unter Berücksichtigung einer statistischen Verteilung der Größe der betroffenen Fläche, nicht überschritten werden. Die statistische Auswertung für die Größe der betroffenen Fläche folgt einer Log-Normalverteilung. Setzt man an, dass die Beeinträchtigung der Fläche über eine Dauer von 25 Jahren gegeben ist, so errechnen sich mit der angegebenen Vorgehensweise zulässige Grenzwerte für die Entstehung einer Undichte im Bereich zwischen $1{,}0 \cdot 10^{-5}$ bis $5{,}0 \cdot 10^{-5}$ Ereignisse/Jahr. Entsprechend der Vorgehensweise in Kapitel 10.2 erfolgt ein Bezug auf die Längeneinheit der Leitung. Dies geschieht durch Auswertung der betroffenen Flächen der oben angegebenen Statistik. Demnach entspricht die maximal angegebene Fläche einem Kreis mit einem Durchmesser von 70 m. Aufgerundet auf 100 m längs der Leitungsachse kann der Grenzwert um eine Zehnerpotenz erhöht werden. Dabei muss

jedoch, entsprechend der probabilistischen Vorgehensweise, das hier betrachtete Ereignis als zusätzliches Gefährdungspotenzial berücksichtigt werden, sodass wiederum der Grenzwert für die hier vorliegenden Untersuchungen um eine Zehnerpotenz verschärft werden muss.

Gravierende Personenschäden gibt es bei dem Austritt von Erdöl bzw. Erdölderivaten in der Regel immer dann, wenn es zu einer Entzündung kommt. Die Entzündungshäufigkeit liegt gemäß Statistik (Unterlage U 34) bei ca. 3 %. Im vorliegenden Fall sind nur die Ereignisse mit verzögerter Zündung zu betrachten, da bei gleichzeitiger Zündung der Personenschaden ohnehin schon durch den Aufprall selbst entstanden ist. Dann verringert sich der soeben angegebene Faktor auf ca. 1,5 % der Ereignisse. Diese Gefährdung wird als nicht relevant betrachtet.

Der Abgleich der Bewertung der deterministischen und der probabilistischen Analysen liefert eine Gleichbehandlung von Gasfernleitungen und Mineralölfernleitungen. Daher wird in den folgenden Untersuchungen ein Grenzwert von

$$\text{zul } Pf_{\text{Leitung}} = 1{,}0 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse/(km} \cdot \text{Jahr)}$$
$$\text{zul } Pf_{\text{Station}} = 1{,}0 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse/Jahr}$$

angesetzt.

11.3 Mindestabstände für eingeerdete Leitungen

Die Berechnungen erfolgen analog zu den Ausführungen in Kapitel 10.3. Es werden Mindestabstände angegeben für geradlinig verlaufende Leitungen, einschließlich eines TS mit einem Schnittwinkel von mehr als 165°.

In Anlage A 16 sind Mindestabstände für alle Versagensszenarien angegeben. Die Ermittlungen wurden durchgeführt für einen Rohrdurchmesser von maximal DN 1000.

Leitungspakete, auch mit Leitungen zum Transport anderer Medien, sind nicht berücksichtigt.

11.4 Mindestabstände für oberirdische Anlagen

Betrachtet werden oberirdische Anlagen diverser Größen. In den Berechnungen wird ein Grundriss mit den Seitenverhältnissen von ca. 1,5 zu 1,0 angesetzt. Dabei ist die längere Seite dem Standort der WEA zugewandt, wodurch sich größere Mindestabstände ergeben. Die einzelnen Werte sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

Länge in m	Breite in m	Fläche in m^2	Beispiel
19	13	247	Schieberstation
55	37	2.035	Abzweigstation
120	75	9.000	Pumpstation

Tabelle 8: Anlagen für Mineralölfernleitungen

Hinsichtlich der Bewertung des Aufpralls von Rotorblattteilen unterschiedlicher Größe wird hier verfahren, wie in Kapitel 10.4 beschrieben.

11.5 Ergänzende Bemerkungen

Sind gleichzeitig Stationen und eingeerdete Leitungsabschnitte betroffen, so ist für den Mindestabstand der größere Wert maßgebend.

Sonstige Besonderheiten in der Leitungsführung bzw. abweichende Abmessungen von Stationen bedürfen einer gesonderten Untersuchung. Diese Untersuchung ist nicht erforderlich, wenn die Abstände gemäß Anlage A 25 überschritten werden.

12. Bewertung für die E&P-Industrie

12.1 Allgemeines

Die E&P-Industrie (Exploration and Production) umfasst alle Anlagen zur Förderung des Mediums aus diesen Lagerstätten. Es handelt sich entweder um Erdgas oder um Erdöl. Bei Erdgas ist zwischen Süßgas und Sauergas zu unterscheiden.

Sauergas ist ein Erdgas, welches Schwefelwasserstoff (H_2S) enthält. Dieses Sauergas wird oftmals aus Vorkommen im norddeutschen Raum gefördert. Es ist als sehr toxisch einzustufen. Gemäß Unterlage U 44 kann es bei Konzentrationen ab 600 ppm innerhalb von zwei Minuten zur Fatalität führen. Im norddeutschen Raum werden Vorkommen mit einem H_2S-Gehalt von wenigen ppm bis 35 Vol.-% gefördert (Unterlage U 43). Einzelheiten zu Süßgas sind dem Kapitel 10 zu entnehmen.

Einzelheiten zu Mineralöl sind Kapitel 11 zu entnehmen. Allerdings ist ergänzend aufzuführen, dass in Deutschland Wasser mit einem mehr oder weniger geringen Anteil an Erdöl gefördert wird. Die Gefährdung kann schon aufgrund des Mediums geringer als die Gefährdung einer Mineralölfernleitung eingestuft werden.

Die hier bewerteten Leitungen und Anlagen unterliegen dem Bundesberggesetz (Unterlage U 3), in Verbindung mit der Bergverordnung BVOT (Unterlage U 4) und der TRFL (Unterlage U 23).

12.2 Festlegung von Grenzwerten

12.2.1 Grenzwerte für das Medium Süßgas

Bei dem Medium Süßgas gelten die Ausführungen in Kapitel 10.2. Allerdings wird für diesen Industriezweig der maximale Durchmesser mit DN 600 angegeben. Als Grenzwerte werden nach Kapitel 10.2 angesetzt:

zul $Pf_{Leitung,E\&P}$ = 6,0 · 10^{-6} Ereignisse/(km · Jahr)

zul $Pf_{Station,E\&P}$ = 1,0 · 10^{-6} Ereignisse/Jahr.

12.2.2 Grenzwerte für das Medium Sauergas

Die Festlegung von Grenzwerten nach DIN EN ISO 16708 (Unterlage U 14) gelten auch für Sauergas, da in dieser Vorschrift unter Medium sowohl entzündliche als auch entzündlich/toxische Medien aufgeführt sind. Dies entspricht jedoch nicht dem Vorschriftenstand in Deutschland. In der deterministischen Dimensionierung von Leitungen werden in Deutschland für Süßgas und Sauergas unterschiedliche Sicherheitsbeiwerte vorgeschrieben (siehe Unterlagen U 21 und U 24). Um diesen Zustand beizubehalten, sind ergänzende Überlegungen erforderlich.

Einen Ansatz liefert die Anwendung der DIN EN ISO 16708 in der Form, dass dort die höchste Sicherheitsklasse (Safety Class „Very High") verwendet wird. Der sich dann ergebende Grenzwert für die möglichen Parameter maximaler Nenndurchmesser DN 500 und Innendruck PN 100 liegt in der Größenordnung von 3,8 · 10^{-7} Ereignissen pro Jahr und Kilometer.

Ein Grenzwert lässt sich auch aus der WEG-Empfehlung 2001 (Unterlage U 45) herleiten. In dieser Empfehlung werden Alarmierungsstreifen entlang einer Sauergasleitung definiert, die dem Bereich der Gefährdung von Personen entsprechen. Die Breite des Alarmierungsstreifens ist abhängig von dem H_2S-Gehalt des transportierten Mediums, dem Abstand zwischen benachbarten Armaturen sowie dem Leitungsdurchmesser. Der H_2S-Gehalt ist dargestellt im Wertebereich zwischen 1 % und 35 %. Der Abstand benachbarter Armaturen wird zwischen 2.000 m und 6.000 m variiert. Der maximale Rohrdurchmesser entspricht einer Nennweite DN 500. Gemäß der bisherigen Vorgehensweise soll der H_2S-Gehalt auf maximal 20 Vol.-% beschränkt werden. Für die Bestimmung eines Grenzwertes wird weiterhin der maximale Armaturenabstand von 6.000 m angesetzt. Ebenso wird der maximale Nenndurchmesser DN 500 angesetzt. Die Ermittlung eines Grenzwertes erfolgt unter Verwendung der Unterlagen U 7 und U 8. Die dortigen Angaben werden so verwendet, dass anhand einer Anzahl von gefährdeten Personen, unter Ansatz der Akzeptabilitätsgrenze, eine zulässige Eintrittswahrscheinlichkeit für die Entstehung einer Undichte an einer Sauergasleitung errechnet wird. Die Anzahl der gefährdeten Personen ergibt sich aus

den Festlegungen der DIN EN 14161 (Unterlage U 11), ähnlich zu Kapitel 10.2, mit einer mittleren Personendichte von 50 Personen pro km². Das gefährdete Areal wird als Viertelkreis mit einem Radius entsprechend der halben Breite des kompletten Alarmierungsstreifens angesetzt. Die zahlenmäßige Auswertung liefert für die oben benannten Randbedingungen eine zulässige Eintrittswahrscheinlichkeit für den Schadensfall von $1{,}2 \cdot 10^{-6}$ Ereignissen pro Jahr. Die Auswertung von Schadensstatistiken an Leitungen (z. B. Unterlage U 33) zeigt auf, dass als häufigste Ursache für Schäden an Leitungen die Schädigung durch Dritte auftritt. In diesem Fall ist die Entstehung einer Undichte stark abhängig von der Festigkeit und der Wanddicke der Leitung. Die Ermittlung der Wanddicke erfolgt nach der technischen Regel der WEG (Unterlage U 21). Die sich hieraus ergebenden Wanddicken liefern Eintrittswahrscheinlichkeiten für die Entstehung einer Undichte infolge Schädigung durch Dritte von weniger als $1{,}0 \cdot 10^{-10}$ Ereignissen pro Jahr. Insofern kann die Beschädigung durch Abwurf eines Rotorblattes als steuernd und damit der zuvor errechnete Grenzwert angesetzt werden. Für die folgenden Untersuchungen wird festgelegt:

zul $Pf_{Leitung,Sauergas} = 1{,}0 \cdot 10^{-7}$ Ereignisse/(km · Jahr)
zul $Pf_{Station,Sauergas} = 1{,}0 \cdot 10^{-7}$ Ereignisse/Jahr

12.2.3 Grenzwerte für das Medium Erdöl

Es gelten die Ausführungen in Kapitel 11.2. Der günstige Einfluss des geringen Anteils an Erdöl im geförderten Medium bleibt unberücksichtigt.

12.3 Mindestabstände für eingeerdete Leitungen

Die Ermittlung der Gefährdung von Leitungen wird hinsichtlich der Geometrie einheitlich durchgeführt. Eine Beschädigung der Leitung ist auch dann zu erwarten, wenn das Rotorblatt nicht unmittelbar oberhalb der Leitung aufkommt. Es wird daher ein Gefährdungsbereich definiert, dessen Breite 3 m beträgt.

Hinsichtlich des Eindringens des abgeworfenen Rotorblattes gelten die Ausführungen in Kapitel 6.3.4.1. Im Einzelnen gilt, dass zusätzlich zum Auftreffen eines 100-%-Rotorblattes das Auftreffen eines 30-%-Rotorblattes berücksichtigt wird, sofern das Blattgewicht über 15 t liegt. Dies ist bei WEA der Klasse 4 und 5 der

Fall. Aus den Angaben zum Eindringwinkel ergibt sich ein zusätzlich zu berücksichtigender Faktor von

Pf4 = 0,067.

Die Ergebnisse sind für Süßgas in der Anlage A 17.1, für Sauergas in der Anlage A 18.1 sowie für Erdöl in Anlage A 19.1 zusammengestellt.

12.4 Mindestabstände für oberirdische Anlagen

Betrachtet werden oberirdische Anlagen diverser Größen. In den Berechnungen wird ein rechteckiger Grundriss mit den Seitenverhältnissen von ca. 1,5 zu 1,0 angesetzt. Dabei ist die längere Seite dem Standort der WEA zugewandt, wodurch sich größere Mindestabstände ergeben. Die einzelnen Werte sind in den folgenden Tabellen zusammengestellt.

Süßgas			
Länge in m	Breite in m	Fläche in m²	Beispiel
19	13	247	Schieberstation
60	42	2.520	Bohrung
125	80	10.000	Gastrocknungsanlage, Übergabestation und Tanklager
180	125	22.500	Kompressorstation

Tabelle 9: Stationen der E&P-Industrie für das Medium Süßgas

Sauergas			
Länge in m	Breite in m	Fläche in m²	Beispiel
19	13	247	Schieberstation
60	42	2.520	Bohrung
125	80	10.000	Gastrocknungsanlage
180	125	22.500	Kompressorstation

Tabelle 10: Stationen der E&P-Industrie für das Medium Sauergas

Erdöl			
Länge in m	Breite in m	Fläche in m^2	Beispiel
19	13	247	Schieberstation
25	16	400	Bohrung, Wassereinpressstation, Dampfinjektionsbohrung und Druckbeobachtungsbohrung
60	42	2.520	Dreiphasenseparator
125	80	10.000	Thermalanlage

Tabelle 11: Stationen der E&P-Industrie für das Medium Erdöl

Bei der Ermittlung von Mindestabständen zu Stationen für Süßgas und für Erdöl werden die Verfahrensweisen gemäß Kapitel 11.4 übernommen. Die Reduzierung auf die Betrachtung von großformatigen Rotorblattteilen wird allerdings bei der Ermittlung von Abständen zu Sauergasstationen wegen der Gefährdung nicht übernommen.

Die Ergebnisse sind für Süßgas in der Anlage A 17.2 ff., für Sauergas in der Anlage A 18.2 ff. sowie für Erdöl in Anlage A 19.2 ff. zusammengestellt.

12.5 Bewertung der Ergebnisse

Sind gleichzeitig Stationen und eingeerdete Leitungsabschnitte betroffen, so ist für den Mindestabstand der größere Wert maßgebend.

Sonstige Besonderheiten in der Leitungsführung, wie Tangentenschnittpunkte, Anschlussleitungen usw., bedürfen einer gesonderten Untersuchung. Diese Untersuchung ist nicht erforderlich, wenn die Abstände gemäß Anlage A 25 überschritten werden.

Bei der Bewertung der Gefährdung von Sauergasanlagen liefern die Berechnungen für Bohrungen mit einer Fläche von 2.520 m² Mindestabstände in der Größenordnung der Unbedenklichkeitsgrenze. Folgerichtig ergeben sich für alle größeren Stationen ebenfalls Werte in der Größenordnung der Unbedenklichkeitsgrenze. Hieraus ist zu schließen, dass für Stationen mit oberirdisch angelegten Anlagenteilen ab einer Fläche von 2.520 m² eine Einzelfalluntersuchung zu empfehlen ist. Ggf. sind Sicherungsmaßnahmen nach Kapitel 17 zu treffen.

In Anlage A 18 sind lediglich die Schutzobjekte aufgeführt, bei denen die Berechnungen Mindestabstände ergeben, die geringer sind als die Unbedenklichkeitsgrenze.

Teilweise wiederholen sich die Mindestabstände bei oberirdischen Anlagen für Süßgas und für Erdöl. Das ist auf die gleichen Grenzwertfestlegungen zurückzuführen. Dann haben Anlagen mit gleicher Fläche im Grundriss die gleichen Mindestabstände.

13. Bewertung für Kavernen

13.1 Allgemeines

Kavernenfelder zur Speicherung von Erdöl bzw. Erdgas bestehen aus mehreren Einzelspeichern, deren Oberkante sich mehrere 100 m unter GOK befindet. Die Gefährdung durch WEA ergibt sich für die Kavernenköpfe, über die die einzelnen Kavernen befüllt oder entleert werden. Von diesen Speicherköpfen verlaufen Leitungen zu einem zentralen Betriebsplatz. Auf diesem Betriebsplatz befinden sich Armaturen, Verdichter sowie Betriebsgebäude.

In den Leitungen wird Erdgas bzw. Mineralöl transportiert. Für diese Anlagenteile gelten die Abstandsregelungen gemäß Kapitel 10 und 11. Kavernenfeldleitungen werden teilweise mit höherem Druck gefahren, haben aber einen deutlich geringeren Durchmesser. Die Festlegung von Mindestabständen liegt somit auf der sicheren Seite.

Die Speicherköpfe haben im Grundriss Dimensionen, wie sie in Kapitel 12 behandelt wurden. Bei der Festlegung von Grenzwerten ist jedoch zu berücksichtigen, dass in Kavernen in etwa das zehnfache Volumen eines Leitungsabschnittes zwischen zwei Schieberstationen vorhanden ist.

Bei den Betriebsplätzen werden zwei unterschiedliche Größenordnungen untersucht.

13.2 Festlegung von Grenzwerten

Die Festlegung der Grenzwerte erfolgt jeweils für die unterschiedlichen Anlagenteile.

Leitungen werden je nach Medium gemäß Kapitel 10 bzw. Kapitel 11 bewertet.

Bei den Speicherköpfen wird wegen des höheren Volumens der Grenzwert für Stationen aus Kapitel 10 bzw. 11, reduziert um eine Zehnerpotenz, übernommen. Hintergrund ist das deutlich höhere Volumen, welches im Schadensfall freigesetzt wird.

Bei der Bewertung der Betriebsplätze wird zunächst von freigesetzten Mengen in ähnlicher Größenordnung wie bei Stationen gemäß Kapitel 10 und 11 ausgegangen. Demzufolge ergeben sich hieraus keine Änderungen der dort definierten Grenzwerte. Allerdings ist zusätzlich das Risiko von Personen auf dem Gelände zu betrachten. Die Gefährdungen durch die WEA sind als fremdes Risiko, d. h. nicht zum Betrieb gehörig, einzustufen. Aus den Unterlagen U 22 und U 26 ergibt sich hierfür ein akzeptables Risiko von

$$\text{zul } Pf = 1{,}0 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

13.3 Mindestabstände für oberirdische Anlagen

Die Ermittlung erfolgt für drei unterschiedliche Anlagentypen. Diese sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

Süßgas / Mineralöl				
Länge in m	Breite in m	Fläche in m^2	Anzahl Personen	Beispiel
25	16	400	0	Bohrung
350	200	70.000	8	kleiner Betriebsplatz
600	400	240.000	25	großer Betriebsplatz

Tabelle 12: Oberirdische Anlagen von Kavernenanlagen für das Medium Süßgas und Mineralöl

Ähnlich den Berechnungen in Kapitel 11 bis 12 wird für die Bewertung der Gefährdung von Kleinteilen ebenfalls eine Dichte der Anlagenteile berücksichtigt. Es wird einheitlich angesetzt zu

$$Pf4 = 0{,}60.$$

Es wird vorausgesetzt, dass es im Falle eines Treffers zu zwei Fatalitäten kommt.

Die Ergebnisse sind in der Anlage A 20 zusammengestellt.

13.4 Ergänzende Bemerkungen

Die Ergebnisse gelten für die hier angegebenen Randbedingungen. Treffen diese Randbedingungen nicht zu, so sind eigene Untersuchungen durchzuführen. Dies ist nicht erforderlich, wenn die Abstände gemäß Anlage A 25 eingehalten werden.

In Anlage A 20 sind Abstände für einen Betriebsplatz mit einer Größe ab 70.000 m² angegeben. Die ermittelten Mindestabstände liegen etwas unterhalb der Abstände der Unbedenklichkeitsgrenze gemäß Anlage A 25. Die Ermittlung von Mindestabständen für den großen Betriebsplatz gemäß Kapitel 13.3 liefert die gleichen Zahlenwerte. Bei den hier gewählten Dimensionen des Betriebsfeldes bildet die Überschneidungsfläche des Trefferfeldes mit dem Grundriss des Schutzobjektes ein Kreissegment. Bei Erreichen des Grenzwertes während der iterativen Näherung des Schutzobjektes an den Standort der WEA, hat die Sehne des Kreissegmentes noch nicht die Länge des Betriebsplatzes gemäß Kapitel 13.3 erreicht. Insofern spielt die Größe des Betriebsplatzes bei diesen Dimensionen keine Rolle mehr.

14. Bewertung für Biogasanlagen

14.1 Allgemeines

In Biogasanlagen wird durch Fermentation Methan erzeugt. Als Grundstoff werden nachwachsende Rohstoffe, also Pflanzenmaterial und/oder tierische Abfälle, eingesetzt. Eine Biogasanlage besteht aus diversen Betriebseinheiten, von denen die Fermenter, der Gärrestspeicher, die Leitung zum Betriebsgebäude sowie das Betriebsgebäude selbst sicherheitstechnisch relevant sind. Der Fermenter sowie der Gärrestspeicher sind zylindrische Behälter, die mit einer Plane abgedeckt sind. Es wird hier vorausgesetzt, dass diese Plane durch einen von der WEA abgeworfenen Trumm beschädigt wird. Dadurch kommt es zur Freisetzung des Mediums.

Bei dem Fermentationsprozess kann Schwefelwasserstoff entstehen. Schwefelwasserstoff gilt als toxisch (s. a. Kapitel 12). Allerdings ist es üblich, in der Fermentation Additive zuzusetzen, die eine Entschwefelung bewirken. Dadurch wird die Toxizität auf ein irrelevantes Maß reduziert.

14.2 Festlegung von Grenzwerten

Es ist das Risiko für die Entstehung von Fatalitäten zu betrachten. Es wird das Betriebspersonal der Biogasanlage berücksichtigt. Für diese Personen ist die Gefährdung durch die WEA als fremde, d. h. nicht zum Betrieb zugehörige Gefährdung zu betrachten. Nach den Unterlagen U 22 und U 26 wird dann das Individualrisiko angesetzt zu

$$\text{zul } Pf = 1{,}0 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

14.3 Mindestabstände für Biogasanlagen

Es handelt sich um oberirdische Anlagen, die in zwei unterschiedlichen Größen betrachtet werden. Es wird die gesamte Fläche typischer Anlagen zugrunde gelegt und in den Berechnungen als rechteckiger Grundriss mit den Seitenverhältnissen von ca. 1,5 zu 1,0 angesetzt. Dabei ist die längere Seite dem Standort der Windenergieanlage zugewandt, wodurch sich größere Mindestabstände ergeben. Die einzelnen Werte sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

Länge in m	Breite in m	Fläche in m²	Aufenthaltsdauer in Personen und h	Beispiel
48	32	1536	1 Person, 3,5 h	1 Fermenter + 1 Gärrestspeicher
56	37	2072	1 Person, 6 h	2 Fermenter + 1 Gärrestspeicher

Tabelle 13: Typische Biogasanlagen

Bei den in Tabelle 13 angegebenen Abmessungen handelt es sich um die Gesamtfläche der gefährdeten Anlagen (Fermenter, Gärrestspeicher und 50 % des Betriebsgebäudes). Hinsichtlich der Trummgröße wird angesetzt, dass das 30-%-Rotorblatt der Klassen 1 bis 3 die Gebäudeeindeckung nicht durchdringt, sondern lediglich die Behälterabdeckung. Für den Aufprall eines Kleinteiles bzw. Eisstückes wird angesetzt, dass es eine Gefährdung im Betriebsgebäude nur bei direktem Aufprall auf ein entsprechendes Anlagenteil darstellt. Daher wird ein Faktor für die Anlagendichte angesetzt von

Pf4, 30-%-Rotorblatt = 0,7
Pf4, Tip, Eisstück = 0,8.

Für beide Anlagentypen wird die Aufenthaltsdauer als Durchschnittswert über das ganze Jahr angesetzt.

Die Ergebnisse sind in der Anlage A 21 zusammengestellt.

14.4 Ergänzende Bemerkungen

Die Berechnungen gelten für die oben aufgeführten Randbedingungen. Sind diese im Einzelfall nicht eingehalten, sind gesonderte Untersuchungen erforderlich, sofern die Abstände der Anlage A 25 nicht eingehalten werden.

Ausdrücklich sei darauf hingewiesen, dass eine Entschwefelung zugrunde gelegt wurde. Ist dies im Einzelfall nicht gegeben, so gelten nicht die Abstände der Anlage A 21.

Die Mindestabstände zu Biogasanlagen bei Gefährdung durch einen Windpark sind deutlich höher als die Mindestabstände bei einer Gefährdung durch eine Einzelanlage. Hier zeigt sich deutlich der in Kapitel 6.4 angesprochene Effekt, dass bei geringfügiger Änderung der Trefferwahrscheinlichkeiten deutlich größere Mindestabstände ermittelt werden. Es ist nicht auszuschließen, dass bei geringeren Abständen wiederum zulässige Situationen errechnet werden.

15. Bewertung für Verkehrswege

15.1 Darstellung der Gefährdung

Es wird die Gefährdung von Personen auf Verkehrswegen berechnet. Personen sind dann gefährdet, wenn ein abgeworfener Gegenstand auf dem Verkehrsweg aufprallt, und zwar zum gleichen Zeitpunkt der Durchfahrt des entsprechenden Verkehrsmittels. Berücksichtigt wird das Eintreten einer Fatalität.

Es wird im Weiteren festgelegt, dass ein abgeworfenes Rotorblatt, welches auf dem Verkehrsweg zu liegen kommt, zwar zu einem Unfall, jedoch nicht zu Fatalitäten führt. Insofern ist lediglich die Wahrscheinlichkeit des zeitgleichen Aufpralls mit der Durchfahrt eines Verkehrsmittels zu betrachten.

15.2 Festlegung von Grenzwerten

Eine Festlegung von Grenzwerten für die Bewertung von Verkehrssystemen befindet sich in DIN EN 50126 (Unterlage U 12). Grundlage für die Festlegung ist die endogene Sterblichkeit von $2{,}0 \cdot 10^{-4}$ Todesfällen/Jahr. Diese Sterblichkeit soll durch Gefahren, die auf ein neues Verkehrssystem zurückzuführen sind, nicht nennenswert erhöht werden. Hieraus leitet die Vorschrift eine zulässige Versagenswahrscheinlichkeit von $1{,}0 \cdot 10^{-5}$ Ereignissen/Jahr her. Entsprechend der üblichen Praxis, dass das zusätzliche Risiko wiederum 10 % der Gefährdung betragen soll, ergibt sich dann für die Gefährdung von Personen, die sich im Verkehr aufhalten und durch einen abgeworfenen Gegenstand einer WEA getroffen werden, ein Grenzwert von

$$\text{zul } Pf_{\text{Verkehrswege}} = 1{,}0 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

Die Festlegung ist verankert in einer Norm, die für Bahnanwendungen gilt. Da die Risikoakzeptanz für Bahn- und Straßenverkehr ähnlich ist, wird dieser Grenzwert auch für den Straßenverkehr zugrunde gelegt. Hinsichtlich der Anzahl der zu berücksichtigenden WEA ist zu beachten, dass die Gefährdung an einem Punkt des entsprechenden Verkehrsweges betrachtet wird. Insofern handelt es sich um ein punktförmiges Schutzobjekt und es sind die Vorgaben aus Kapitel 4.6.2 zu berücksichtigen.

15.3 Ermittlung von Mindestabständen

15.3.1 Straßen geringer Ordnung

Es wird eine zweispurige Straße berücksichtigt. Es handelt sich um eine Straße mit dem Querschnitt RQ 10.5. Für Regelfälle wird eine durchschnittliche Verkehrsmenge von 7.000 Fahrzeugen pro Tag angesetzt. Die relevante Fahrbahnbreite beträgt 7,5 m. Es müssen die Zuschläge für die Abmessungen des Rotorblattes hinzugerechnet werden.

Es werden die Abwurfereignisse gemäß Kapitel 5 betrachtet. Es ist der Aufprall aller abgeworfenen Fragmente zu berücksichtigen.

Die Eintrittswahrscheinlichkeit für die Übereinstimmung des Zeitpunktes des Aufpralls mit der Durchfahrt eines Kraftfahrzeugs an der Stelle des Aufpralls ergibt sich aus dem Verhältnis der Verweildauer dieses Kraftfahrzeugs an einem bestimmten Punkt zum mittleren Zeitabstand zwischen zwei Fahrzeugen. Die Verweildauer ist abhängig von der Geschwindigkeit und der Länge des Kraftfahrzeugs. Es werden die folgenden ergänzenden Annahmen angesetzt:

- mittlere Länge des Kraftfahrzeugs von 6 m.
- mittlere Reisegeschwindigkeit von 70 km/h.
- Der Aufprall des Gegenstandes auf dem Fahrzeug erzeugt in jedem Fall 1,5 Fatalitäten pro Ereignis, entsprechend des durchschnittlichen Besetzungsgrades von Fahrzeugen.

Insbesondere die letztgenannte Annahme liegt beim Aufprall von Kleinteilen auf der sicheren Seite.

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in der Anlage A 22 zusammengestellt.

15.3.2 Bahnstrecken

Es wird eine zweigleisige Bahnstrecke berücksichtigt mit einem Achsabstand der Gleise von 4,00 m und einem Regelprofil von 4,40 m Breite je Gleis. Bei der Ermittlung des Gefährdungsbereiches müssen wie zuvor entsprechende Zuschläge für die Abmessung des Rotorblattes hinzugerechnet werden.

Es werden die Abwurfereignisse gemäß Kapitel 5 betrachtet. Allerdings wird vorausgesetzt, dass es bei dem Aufprall von Kleinteilen und Eisfragmenten keine gefährlichen Zustände gibt.

Für die Eintrittswahrscheinlichkeit der Durchfahrt eines Zuges zum Zeitpunkt des Aufpralls werden die folgenden Annahmen zugrunde gelegt:

- Berücksichtigung von Personenzügen, Güterzüge sind nicht zu erfassen. Bahnstrecken mit hohem Anteil an Gefahrguttransporten (z. B. Zubringer für Raffinerien, Chemieanlagen usw.) sind hier nicht berücksichtigt.
- Mittlere Zuglänge ⩽ 200 m.
- Fahrgeschwindigkeit ⩾ 70 km/h, jedoch ⩽ 140 km/h.
- 100 Personenzüge/Tag.
- Der Aufprall des Trumms auf den Personenzug erzeugt in jedem Fall zwei Fatalitäten pro Ereignis.

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in der Anlage A 23 zusammengestellt.

15.4 Ergänzende Bemerkungen

Die hier durchgeführten Untersuchungen für die Gefährdung von Verkehrsteilnehmern auf Straßen beziehen sich mindestens auf Landesstraßen. Das Risiko nimmt mit der Verkehrsdichte ab. Werden die Rechenverfahren auf Verkehrswege mit sehr geringem Verkehrsaufkommen angesetzt (z. B. Feldwege, Vorstraßen, Zufahrtstraßen für kleinere Ortschaften oder Einzelgehöfte), ergeben sich vernachlässigbare Gefährdungen, sodass hierfür keine Forderungen an Mindestabstände resultieren.

Die Bewertung von Gefährdungen an Bahnstrecken beschränkt sich auf eine Fahrgeschwindigkeit von maximal 140 km/h. Bei höheren Geschwindigkeiten sind andere sicherheitstechnische Belange zu berücksichtigen, die den Rahmen dieses Gutachtens sprengen.

Die in Anlage A 23 zusammengestellten Mindestabstände gelten nicht für Bahnstrecken mit hohem Anteil an Gefahrguttransporten. Bei Störfällen an solchen Strecken ist die Umwelt das maßgebliche Schutzziel. Dieses Schutzziel wurde in der Grenzwertbestimmung gemäß Kapitel 15.2 nicht berücksichtigt. Die Grenz-

wertbestimmung ist stark abhängig von den Gefahren im konkreten Fall. Daher kann im Rahmen dieses Gutachtens keine Berechnung von Mindestabständen für Gleise mit erhöhtem Anteil an Gefahrguttransporten erfolgen.

16. Bewertung für Stellplätze

16.1 Darstellung der Gefährdung

Es werden Stellplätze betrachtet, welche im Grundriss endliche Dimensionen haben und bei denen die Gefährdung von Personen zu bewerten ist Es handelt sich in der Regel um Parkplätze, die zu bestimmten Tageszeiten Personenverkehr aufweisen.

16.2 Festlegung von Grenzwerten

Es wird das Individualrisiko betrachtet. Die Herleitung ergibt sich ähnlich zu Kapitel 15.2. Darüber hinaus sind derartige Festlegungen in europäischen Spezifikationen (Unterlagen U 22 und U 26) enthalten. Der Grenzwert wird somit festgelegt zu

zul Pf =1, 0 · 10^{-6} Ereignisse/Jahr.

16.3 Ermittlung der Mindestabstände

Es wird eine Grundrissfläche untersucht von 140 m x 70 m.

Es wird von einer Belegung von 450 Personen entsprechend 300 Parkplätzen à 1,5 Personen ausgegangen. Die angegebene Personenzahl entspricht dem durchschnittlichen Besetzungsgrad von Fahrzeugen. Die Aufenthaltsdauer ergibt sich aus vier An- bzw. Abfahrten je Parkplatz mit einer Verweildauer von 0,25 Stunden an 220 Werktagen zu 220 Stunden über ein Jahr.

Da sich die Personen im Freien bzw. im Fahrzeug aufhalten, sind alle Abwurfereignisse zu berücksichtigen.

Es ergibt sich eine Eintrittswahrscheinlichkeit von

Pf4 = 9,2 · 10^{-1} Fatalitäten/Treffer.

Die Ergebnisse sind in Anlage A 24 zusammengestellt.

17. Unterschreitung der Mindestabstände

17.1 Allgemeine Bemerkungen

Die Festlegungen von Mindestabständen sind allgemein formuliert für unterschiedliche Nabenhöhen und unterschiedliche Anlagen gruppiert nach Leistungsklassen. Die Berechnungen sind so durchgeführt, dass die angegebenen Abstände auf der sicheren Seite liegen. Es ist somit nicht auszuschließen, dass sich bei geringeren Abständen sichere Zustände ergeben können. Dann empfiehlt sich die Durchführung eines Einzelnachweises. Führt der Einzelnachweis nicht zum Nachweis eines sicheren Zustandes, so besteht die Möglichkeit, diesen Zustand durch Sicherungsmaßnahmen herbeizuführen.

Der Einzelnachweis wird standortspezifisch geführt. Dann ergeben sich unter Berücksichtigung der folgenden Parameter voraussichtlich geringere Abstände zwischen WEA und Schutzobjekt:

- Berücksichtigung der konkreten WEA für das Einzelprojekt,
- Berücksichtigung der Verteilung der Windrichtungen,
- Berücksichtigung veränderter Sicherheitsanforderungen,
- Berücksichtigung veränderter Eintrittswahrscheinlichkeiten der Versagensszenarien (z. B. Ausschluss von Teilabwurf durch gesonderte Sicherungsmaßnahmen und festigkeitstechnische Betrachtungen der Rotorblattkonstruktion),
- Berücksichtigung einer geringeren Verkehrsdichte.

Weiterhin lassen sich verringerte Mindestabstände durch Sicherungsmaßnahmen erreichen. Die Sicherungsmaßnahmen betreffen entweder den Betrieb der WEA oder das Schutzobjekt. Beispielhaft für derartige Sicherungsmaßnahmen sind aufgezählt:

- Verdichtung der Überwachung der WEA über den geforderten Rhythmus hinaus (z. B. halbjährliche statt jährliche Prüfung der Rotorblätter),
- Drosselung der WEA bei kritischen Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten,
- Abdecken von eingeerdeten Schutzobjekten mittels Stahlbetonplatten o. ä.,

- Aufstellen entsprechender Verkehrszeichen mit Gefahrenhinweisen an Verkehrswegen,
- geringfügige Verschiebung des Standortes.

Die Wahl der Sicherungsmaßnahmen ist sehr stark von dem jeweiligen Einzelfall abhängig. Es empfiehlt sich in diesem Fall ebenfalls die Aufstellung einer Einzeluntersuchung. Weiterhin empfiehlt es sich, die Sicherungsmaßnahmen mit dem Eigner bzw. Betreiber des entsprechenden Schutzobjektes abzustimmen.

Im Folgenden werden die theoretischen Grundlagen einiger dieser Maßnahmen skizziert.

17.2 Verdichtung des Überwachungsrhythmus

Diese Sicherungsmaßnahme dient zur Verringerung der Eintrittswahrscheinlichkeit des Abwurfes von Rotorblättern oder Teilen davon. Insofern sind Überwachungen zu berücksichtigen, die sich mit der Integrität der Rotorblätter befassen.

Die Schadensstatistiken in Kapitel 5 beziehen sich auf alle festgestellten Ereignisse in dem entsprechenden Zeitraum. Aus Analysen der diversen Ereignisse ist bekannt, dass mitunter Schäden an Anlagen aufgetreten sind, die nicht nach den entsprechenden Vorgaben betrieben wurden. Insbesondere betrifft dies die Durchführung von Überwachungen. Es ist davon auszugehen, dass bei einer verdichteten Überwachung die Anzahl der Schadensereignisse geringer ausgefallen wäre. Diese Feststellung bleibt im Folgenden jedoch unberücksichtigt. Vielmehr wird davon ausgegangen, dass die Schadensereignisse in Kapitel 5 bei verdichteter Überwachung aller WEA eingetreten sind.

Das Eintreten eines Schadensereignisses mit den in Kapitel 5 angegebenen Werten zwischen zwei Überwachungsintervallen tritt entweder bei einer nicht erkannten Schädigung während der letzten Überwachung ein oder bei einem rapide anwachsenden Schaden, der bei der letzten Überwachung noch nicht vorhanden war. Probabilistisch zu bewerten ist der erstgenannte Fall. Hierbei wird vorausgesetzt, dass die Erkennungsrate eines Schadens über die Zeit mindestens gleich bleibt, jedoch voraussichtlich ansteigt. Im Folgenden wird die Mindestanforderung angesetzt.

Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich für eine Halbierung des Überwachungsrhythmus die Halbierung der Schadensrate usw.

17.3 Drosselung der WEA

Diese Sicherungsmaßnahme dient zur Veränderung der Dichtefunktion auf dem Trefferfeld gemäß Kapitel 6.2.5 bzw. Anlage A 9. Abhängig von dem jeweiligen Projekt sind die konkreten Maßnahmen zu definieren. So entsteht eine Gefährdung des Schutzobjektes bei bestimmten Windrichtungen oder bei bestimmten Drehzahlen. Durch die Steuerungstechnik der WEA werden sowohl die Windrichtung erfasst als auch die Drehzahl beeinflusst.

Wird bei bestimmten Windrichtungen die WEA komplett heruntergefahren, so werden die Werte der Verteilungsdichte der Aufprallstellen im Trefferfeld für die entsprechende Windrichtung zu null gesetzt. Eine Abminderung der Dichtewerte ist denkbar, wenn bei diesen ungünstigen Windrichtungen die WEA nur bei hohen Windgeschwindigkeiten heruntergefahren wird.

Als weitere Drosselungsmaßnahme für die WEA besteht die Möglichkeit, die Drehzahl zu reduzieren. In diesem Fall verändert sich der äußere Rand des entsprechenden Trefferfeldes. Diese Maßnahme ist dann günstig, wenn sich das Schutzobjekt in Nähe des Randes des Trefferfeldes befindet.

17.4 Abdeckung eingeerdeter Schutzobjekte

Diese Maßnahme dient zur Sicherung eingeerdeter Objekte gegen Beschädigung durch abgeworfene Gegenstände, wie Rotorblätter oder Teile davon. Hierdurch erhöht sich der Widerstand des Erdreichs gegen Eindringen. Damit verringert sich die Wahrscheinlichkeit der Schädigung des eingeerdeten Objektes.

Bei der Umsetzung dieser Maßnahme sind die folgenden Hinweise zu beachten:

- Die Maßnahme ist mit dem Eigner bzw. Betreiber des Schutzobjektes insbesondere hinsichtlich der betrieblichen Belange abzustimmen.
- Die Abdeckung ist für die Belastung durch einen abgeworfenen Gegenstand zu dimensionieren.

In diesem Fall wird die Widerstandskraft gegen Eindringen nach Kapitel 6.3.4 hochgesetzt. In der probabilistischen Berechnung wird der Faktor Pf4 gemäß Kapitel 4.2 zu null gesetzt.

17.5 Einhausung oberirdischer Schutzobjekte

Diese Sicherungsmaßnahme dient zur Verhinderung des Treffers, d. h., die Eintrittswahrscheinlichkeit für das entsprechende abgeworfene Trumm ist zu null zu setzen. Die Sicherungsmaßnahme kommt bei Schutzobjekten geringerer Dimensionen (z. B. Streckenschiebern von Transportleitungen) zur Anwendung.

Auch hier gilt, dass die Einhausung gegen Aufprall des entsprechenden Trumms dimensioniert sein muss.

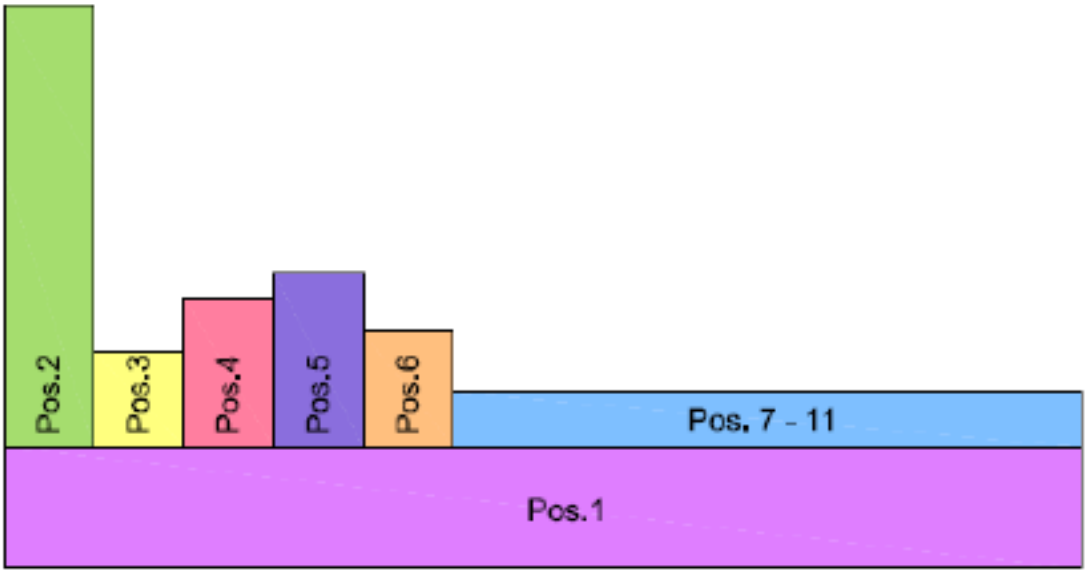
Die probabilistische Umsetzung erfolgt wie im Kapitel 17.4 angegeben.

Veenker Ingenieure

Anlage

A 1 Projektstruktur

Pos.1	Grundgutachten
Pos.2	Ermittlung von Mindestabständen für die E&P-Industrie
Pos.3	Ermittlung von Mindestabständen für Leitungen und Stationen im Süßgastransport
Pos.4	Ermittlung von Mindestabständen zu Anlagen für Mineralöltransport
Pos.5	Ermittlung von Mindestabständen zu Speichern
Pos.6	Ermittlung von Mindestabständen zu Biogasanlagen
Pos.7	Ermittlung von Mindestabständen zu Straßen geringerer Ordnung
Pos.8	Ermittlung von Mindestabständen zu Autobahnen
Pos.9	Ermittlung von Mindestabständen zu Bahnstrecken
Pos.10	Ermittlung von Mindestabständen zu Deichen
Pos.11	Ermittlung von Mindestabständen zu landwirtschaftlichen Produktionsstätten

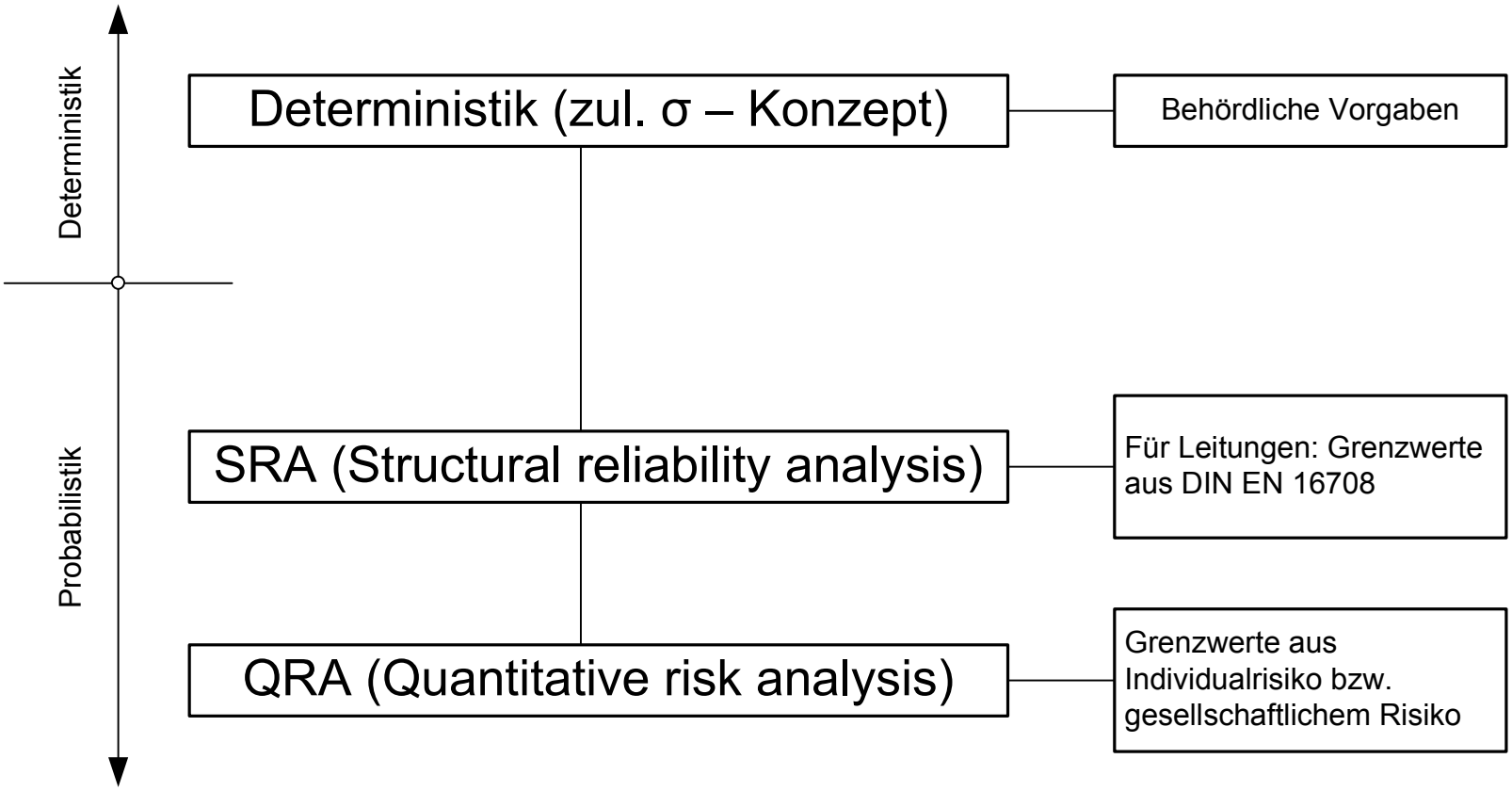


Veenker Ingenieure

Anlage

A 2 Sicherheitskonzepte

Nachweiskonzepte



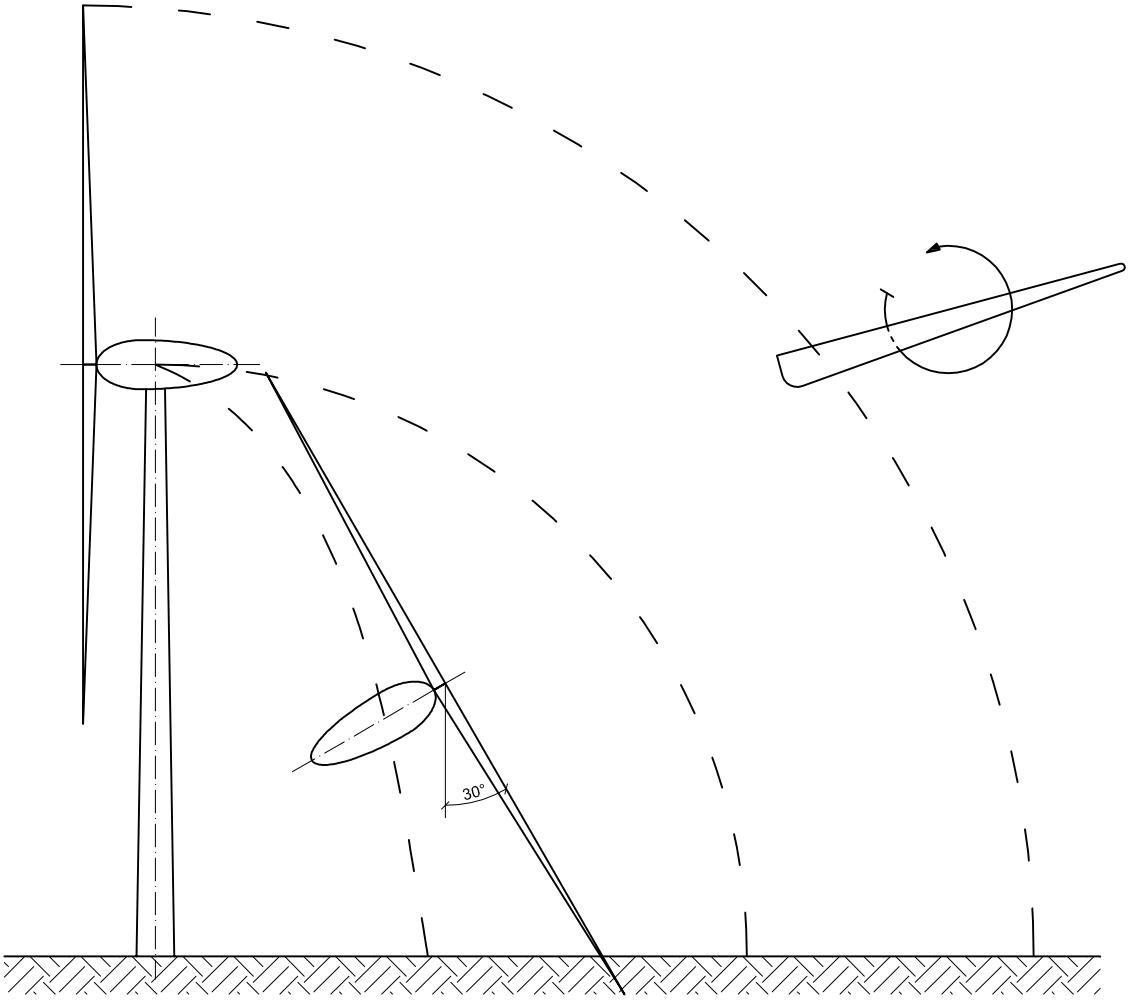
Veenker

Veenker Ingenieure

Anlage

A 3 Versagensszenarien

Versagensszenarien



Veenker

Veenker
Ingenieure

Anlage

A 4 Eintrittswahrscheinlichkeit der Versagensszenarien – mechanische Bauteile

Abwurf Rotorblatt

Anzahl der Anlagen			Schäden	
Jahr	Anfang	Ende	Ereignisse	Schadensrate
1999	6.205	7.875	11	1,56E-03
2000	7.875	9.359	2	2,32E-04
2001	9.359	11.438	4	3,85E-04
2002	11.438	13.766	10	7,94E-04
2003	13.766	14.653	1	7,04E-05
		Mittelwert 1999 - 2003		6,08E-04

Abwurf Maschinenhaus

Anzahl der Anlagen			Schäden	
Jahr	Anfang	Ende	Ereignisse	Schadensrate
1999	6.205	7.875	4	5,68E-04
2000	7.875	9.359	1	1,16E-04
2001	9.359	11.438	0	1,00E-06
2002	11.438	13.766	2	1,59E-04
2003	13.766	14.653	1	7,04E-05
		Mittelwert 1999 - 2003		1,83E-04

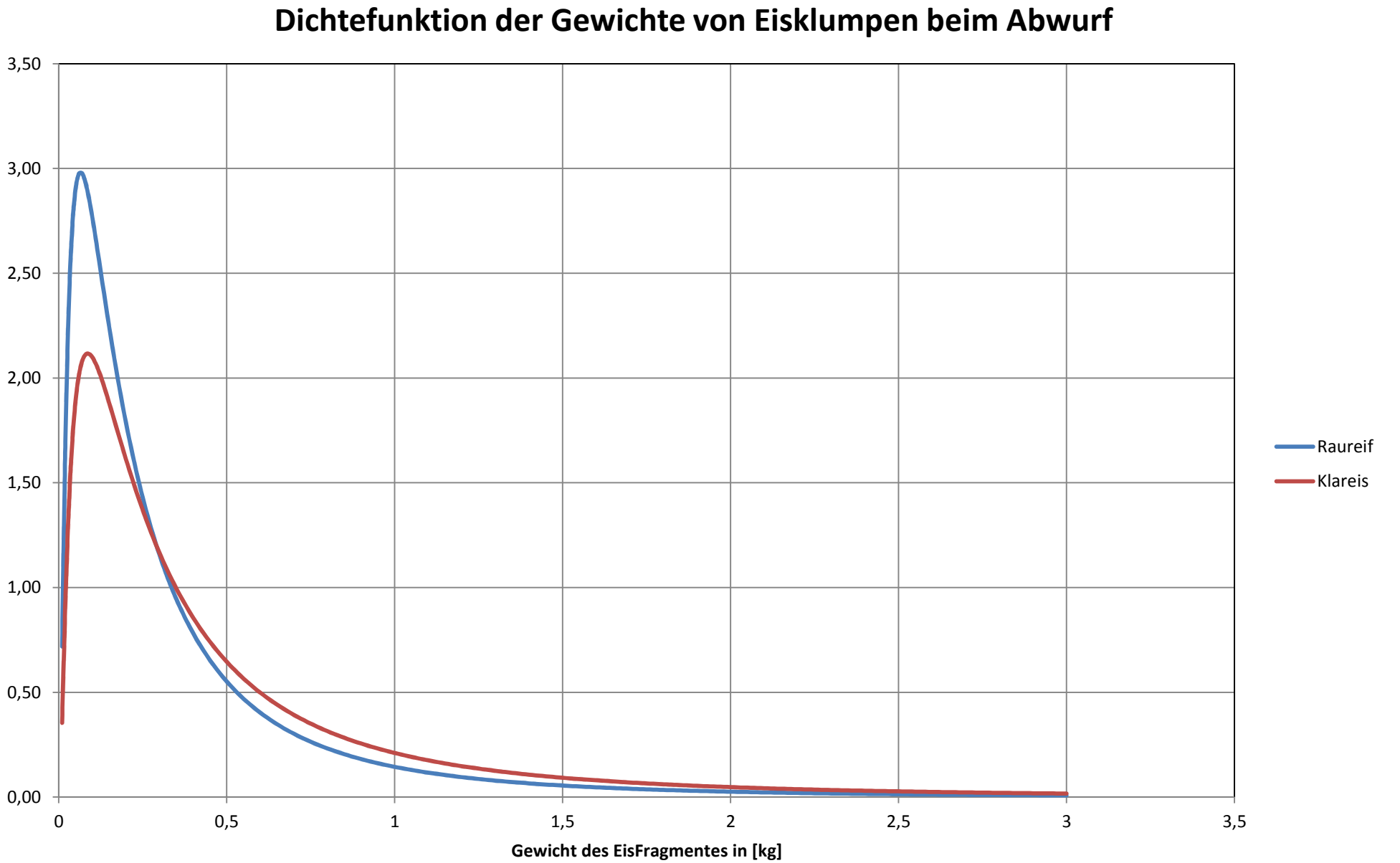
Turmbruch

Anzahl der Anlagen			Schäden	
Jahr	Anfang	Ende	Ereignisse	Schadensrate
1999	6.205	7.875	1	1,42E-04
2000	7.875	9.359	2	2,32E-04
2001	9.359	11.438	0	1,00E-06
2002	11.438	13.766	3	2,38E-04
2003	13.766	14.653	0	1,00E-06
		Mittelwert 1999 - 2003		1,23E-04

Veenker Ingenieure

Anlage

A 5 Eintrittswahrscheinlichkeit der Versagensszenarien – Eiswurf


Dichtefunktion der Gewichte von Eisklumpen beim Abwurf
3,50
3,00
2,50
2,00
1,50
1,00
0,50
0,00
0
0,5
1
1,5
2
2,5
3
3,5
Gewicht des EisFragmentes in [kg]
Raureif
Klareis

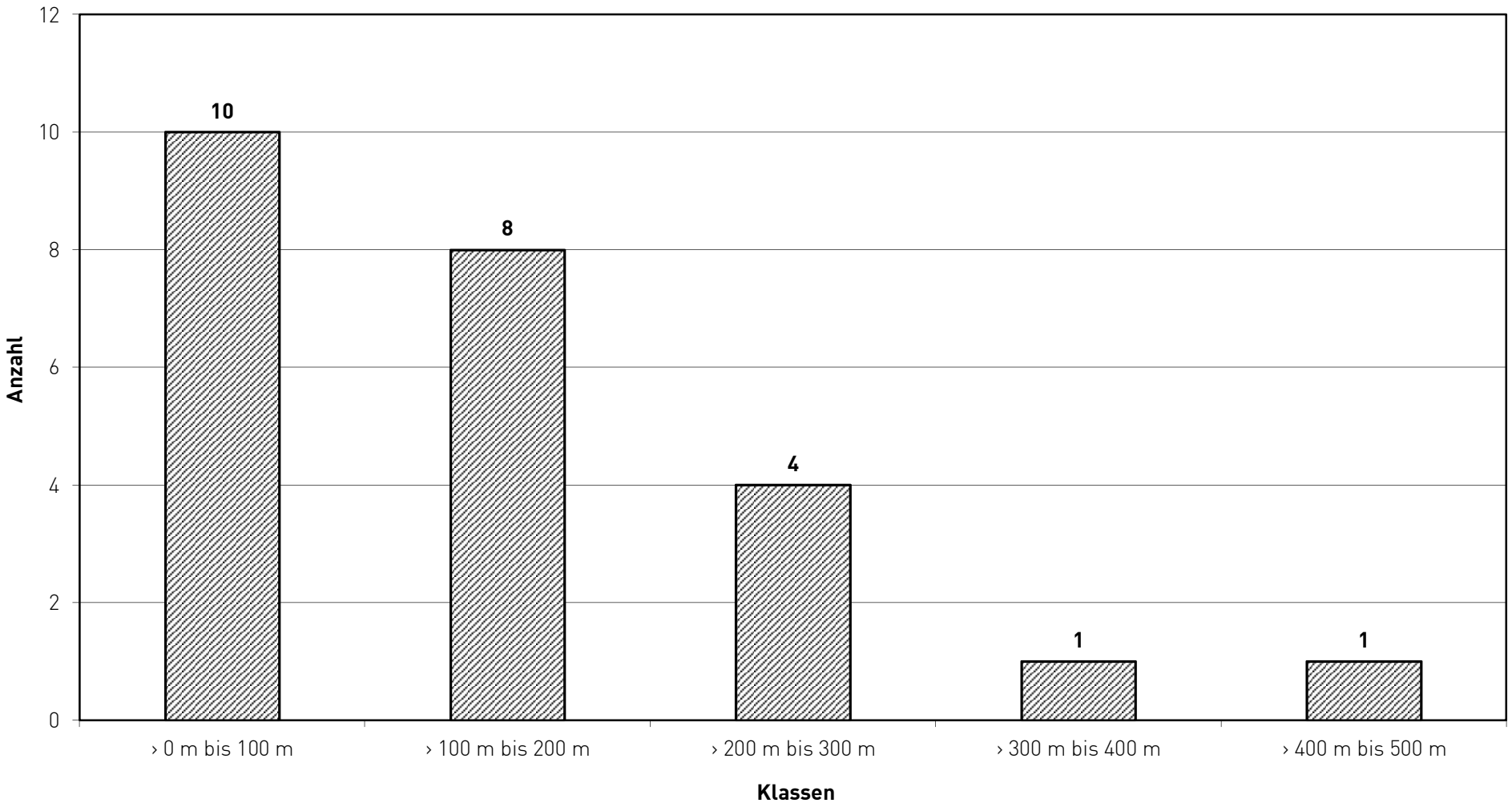
Veenker Ingenieure

Anlage

A 6 Ergänzende Untersuchungen zum Rotorblattabwurf

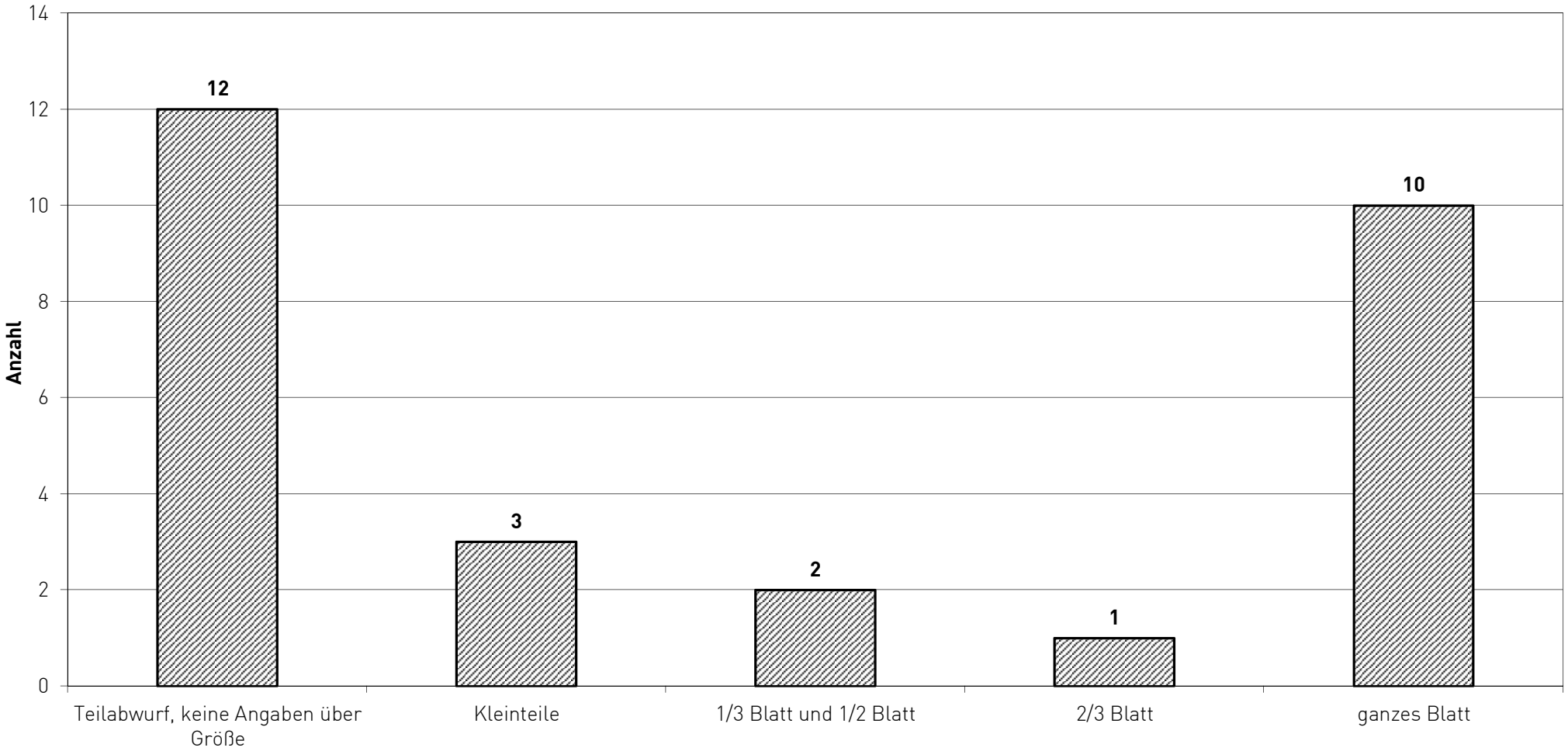
Ergänzende Untersuchung zum Rotorblattabwurf

Wurfweiten aus Internetstatistik



Ergänzende Untersuchung zum Rotorblattabwurf

Größe der abgeworfenen Teile

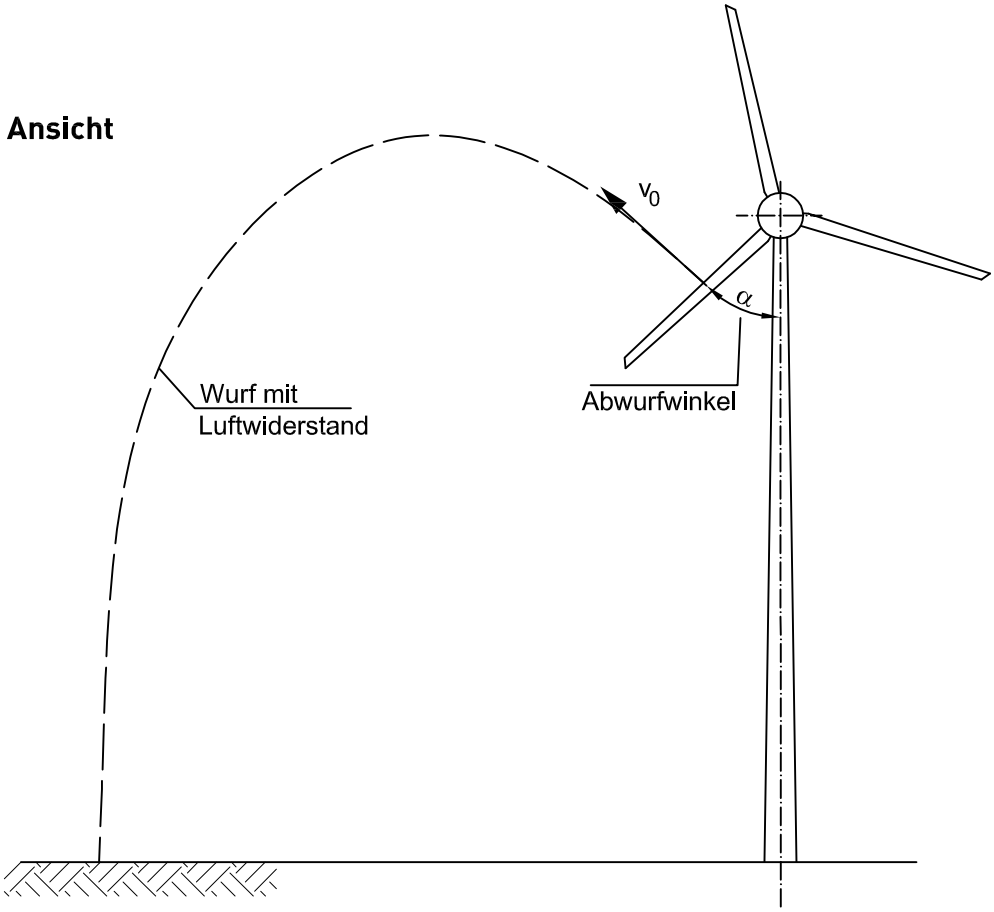


Veenker Ingenieure

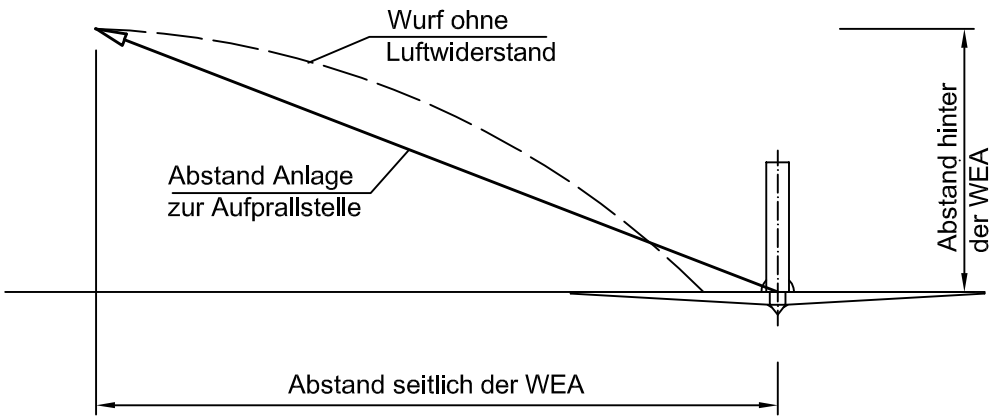
Anlage

A 7 Geometrie des Rotorblattabwurfs

Ansicht



Draufsicht



Veenker

Veenker
Ingenieure

Anlage

A 8 Kenngrößen zur Berechnung der Wurfbahn

Kenngrößen zur Berechnung der Wurfbahn

Beiwerte für den Luftwiderstand

Beiwert c [-]	Fall	Wurf
Bauteil	**DIN EN 1991-1-4**	**Tragflügeltheorie**
Ganzes Blatt	1,6	1,2 bis 0,1
30%-Blatt	0,8	0,2 bis 0,1
Tip	0,8	0,1

Anteil der Flugcharakteristik

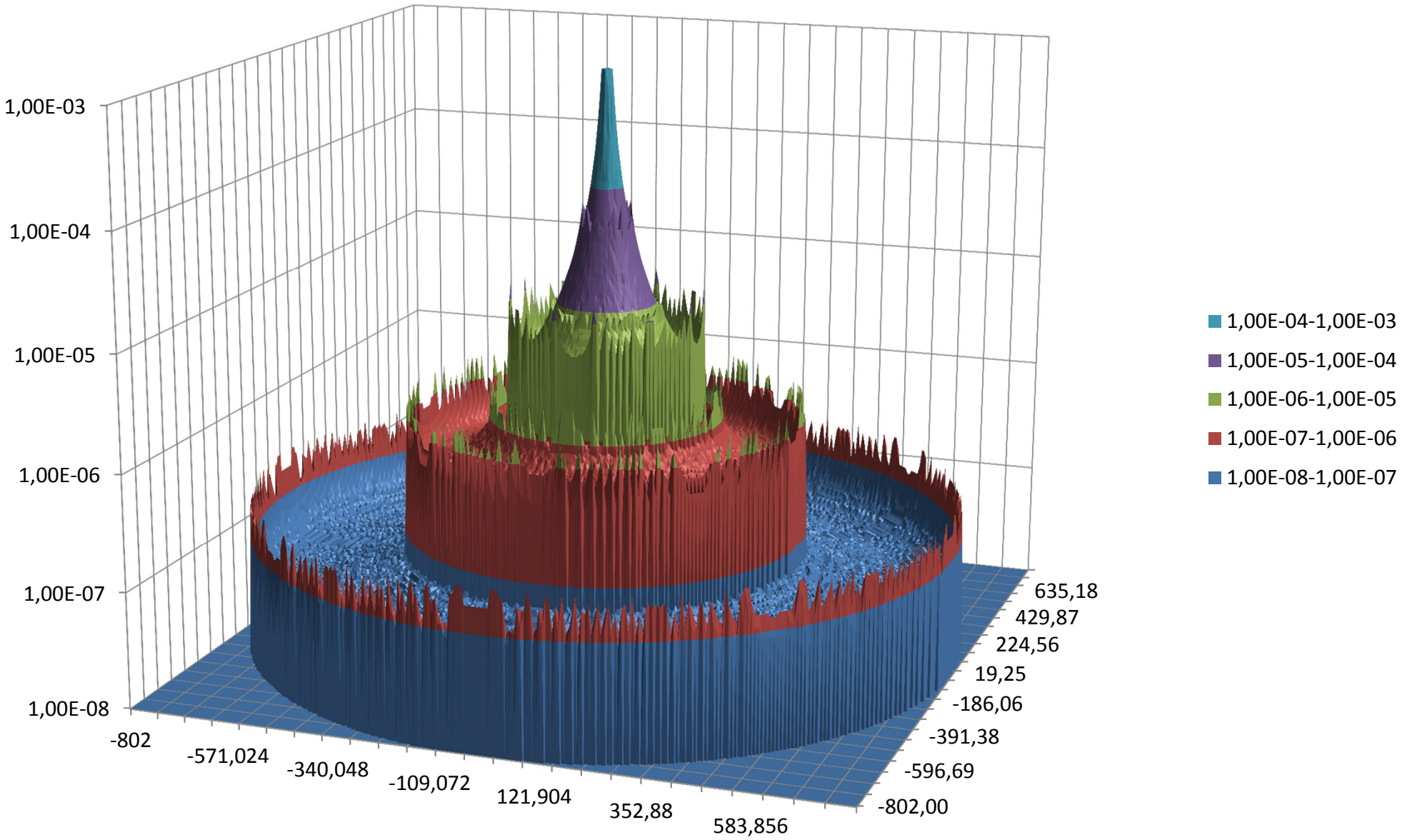
Beiwert c [-]	Fall	Wurf
Bauteil	**DIN EN 1991-1-4**	**Tragflügeltheorie**
Ganzes Blatt	100%	0%
30%-Blatt	20% bis 50%	50% bis 80%
Tip	20%	80%

Veenker Ingenieure

Anlage

A 9 Eintrittswahrscheinlichkeit für Aufprallstellen beim Abwurf rotierender Teile

Abwurf Rotorblattteile unterschiedlicher Größe – Räumliche Dichte

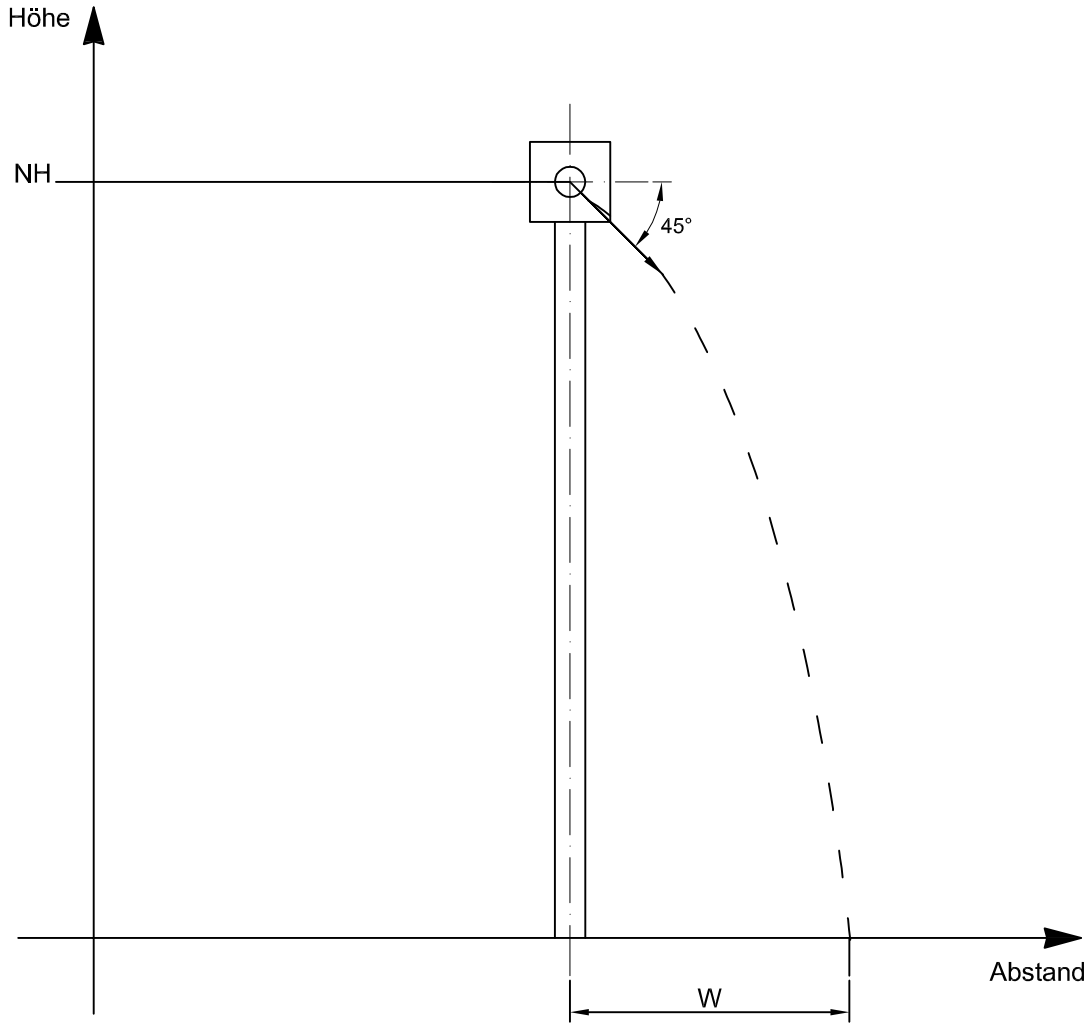


Veenker
Ingenieure

Anlage

A 10 Geometrie für Abwurf des Maschinenhauses

Geometrie des Gondelabwurfs



Veenker

Veenker
Ingenieure

Anlage

A 11 Gefährdungsbereiche infolge Abwurfs des Maschinenhauses

Anlage A 11

Gefährdungsbereiche infolge Abwurfs

Gefährdung im Bereich Aufprallstelle des Maschinenhauses

Nabenhöhe in m	Abstände in m je Windenergieanlagenklasse				
	1	2	3	4	5
H ⩽ 60	16,6	18,0	-	-	-
H ⩽ 80	17,8	19,2	20,5	21,8	-
H ⩽ 100	18,8	20,2	21,6	22,9	22,9
H ⩽ 120	-	21,2	22,5	23,8	23,8
H ⩽ 150	-	22,5	23,8	25,1	25,1
H ⩽ 170	-	-	-	25,9	25,9

Gefährdung im Bereich Aufprallstelle des Maschinenhauses und abstehender 50-%-Rotorblätter (z. B. untertägige Schutzobjekte)

Nabenhöhe in m	Abstände in m je Windenergieanlagenklasse				
	1	2	3	4	5
H ⩽ 60	36,1	50,0	-	-	-
H ⩽ 80	37,5	51,5	57,3	65,2	-
H ⩽ 100	38,8	52,7	58,6	66,5	76,0
H ⩽ 120	-	53,9	59,7	67,6	77,2
H ⩽ 150	-	55,4	61,3	69,2	78,7
H ⩽ 170	-	-	-	70,1	79,7

Gefährdung im Bereich Aufprallstelle des Maschinenhauses und abstehender Rotorblätter (z. B. obertägige Schutzobjekte)

Nabenhöhe in m	Abstände in m je Windenergieanlagenklasse				
	1	2	3	4	5
H ⩽ 60	54,7	80,9	-	-	-
H ⩽ 80	56,1	82,4	92,4	106,7	-
H ⩽ 100	57,4	83,6	93,7	108,0	127,0
H ⩽ 120	-	84,8	94,8	109,1	128,2
H ⩽ 150	-	86,3	96,4	110,7	129,7
H ⩽ 170	-	-	-	111,6	130,7

Veenker
Ingenieure

Anlage

A 12 Gefährdung infolge Turmbruchs

Veenker

Gutachten

Gefährdung von Schutzobjekten durch nahestehende Windenergieanlagen

Bewertung des Versagensszenarios Turmbruch

Auftraggeber: Nord-West Oelleitung GmbH
Projekt: 97111
Datum: 02.05.2013
Revision: 00

Hannover – Leipzig

Dr.-Ing. Veenker
Ingenieurgesellschaft mbH

Heiligengeiststraße 19
30173 Hannover

Leibnizstraße 25
04105 Leipzig

mail@veenkergmbh.de
www.veenkergmbh.de

Vereidigte Sachverständige
Dr.-Ing. Manfred Veenker
Dipl.-Ing. Jörg Himmerich
Dipl.-Ing. Alexander Junge

Amtsgericht Hannover
HRB 57 606
USt-IdNr.: DE 198 708 104

Geschäftsführer
Jörg Himmerich

Veenker

Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung 4

2. Vorgang 5

3. Unterlagen 6

3.1 Vorschriften 6

3.2 Angaben zu Versagensszenarien 6

3.3 Literatur 6

4. Grundlagen 8

4.1 Bemerkungen zur statistischen Auswertung 8

4.2 Bemerkungen zur Dimensionierung des Turmbauwerkes 8

5. Auswertung für das Szenario Turmbruch 10

5.1 Statistische Angaben 10

5.2 Angaben zu den Ursachen 11

5.2.1 Ursachen zu Ereignissen in der BRD 11

5.2.2 Sonstige Ursachen 12

5.3 Ergänzende geometrische Überlegungen 12

5.3.1 Trefferwahrscheinlichkeit einer eingeerdeten Leitung 12

5.3.2 Turmbruch durch abgeworfenes Rotorblatt 14

5.4 Zusammenstellung für relevante Szenarien 15

6. Zusammenfassende Bewertung 16

Anlagenverzeichnis

A 1 Statistiken für Turmbruch

A 2 Trefferwahrscheinlichkeit eingeerdeter Objekte

A 3 Lageplan der Wurfparabel

Veenker

1. Zusammenfassung

Bei der Aufstellung von Windenergieanlagen kommt es unter Umständen zu einer Gefährdung von in der Nähe befindlicher Schutzobjekte, wie z. B. Anlagen für den Transport oder die Bearbeitung von Energie. Eines der Gefährdungspotenziale ist der Turmbruch, der in dem vorliegenden Gutachten bewertet wird. Anlass der Bewertung ist eine differenzierte Betrachtung sowohl der Statistiken als auch der Versagensszenarien. Insbesondere hinsichtlich der Statistik sind Zweifel an der Zufälligkeit des Ereignisses angebracht.

In dem vorliegenden Gutachten wurden die folgenden Szenarien untersucht und bewertet:

- Der Turmbruch infolge Versagen im Turmbauwerk liefert die geringste Gefährdung für eine eingeerdete Leitung. Hierbei wird vorausgesetzt, dass die Anlage nach den einschlägigen Vorschriften errichtet und betrieben wird. Dies ist zu prüfen, kann bei Neuanlagen praktisch vorausgesetzt werden und ist bei Altanlagen in der Regel der Fall.
- Der Turmbruch infolge Treffer durch ein abgeworfenes Rotorblatt liefert ebenfalls Eintrittswahrscheinlichkeiten unterhalb des Grenzwertes für eingeerdete Gashochdruckleitungen und Mineralölfernleitungen. Hier wird ungünstig angenommen, dass trotz geringer Horizontalkomponente der Wurfgeschwindigkeit der Turm in jedem Trefferfall zu Bruch kommt.
- Der Turmbruch infolge eines in Überdrehzahl geratenen Rotors liefert ebenfalls zulässige Gefährdungen für eingeerdete Gashochdruckleitungen und Mineralölfernleitungen.

Aus den Ergebnissen ist herzuleiten, dass eine Betrachtung des Versagensszenarios Turmbruch nicht anzusetzen ist.

2. Vorgang

Die Aufstellung von Windenergieanlagen erfolgt auf Flächen, die oftmals durch andere Nutzer beansprucht werden. Teilweise befinden sich auf diesen Geländen sicherheitsrelevante Anlagen, z. B. für den Transport oder die Bearbeitung von Energie. Der Abstand zwischen den Windenergieanlagen und den anderen sicherheitsrelevanten Schutzobjekten ist oftmals so gering, dass eine gegenseitige Gefährdung nicht ausgeschlossen werden kann.

Im vorliegenden Fall werden die Gefährdungen betrachtet, die von Windenergieanlagen ausgehen. Betrachtet werden Versagensszenarien, aufgrund derer es zu einer Zerstörung des Schutzobjektes mit Freisetzung gefährlicher Medien bzw. mit Fatalitäten kommen kann. In einer Studie (Unterlage U 8) wurden derartige Gefährdungen von Schutzobjekten bewertet. Die Bewertung erfolgte dahingehend, dass unter verallgemeinerten Bedingungen ein Mindestabstand zwischen Windenergieanlage und dem Schutzobjekt definiert wurde. Die Bestimmung erfolgt unter Berücksichtigung probabilistischer und kinematischer Ansätze. Aufgrund des veränderten Maschinenparks von Windenergieanlagen sowie aufgrund einer Vielzahl von zusätzlich zu bewertenden Schutzobjekten wird diese Studie zurzeit aktualisiert (Unterlage U 9).

Eines der zu betrachtenden Versagensszenarien ist der Turmbruch. Die Betrachtung der bekannt gewordenen Fälle eines derartigen Schadens lässt Zweifel an der statistischen Verwertbarkeit des Zahlenmaterials aufkommen. Wir sind beauftragt worden, diesen Aspekt detaillierter darzustellen.

Veenker

3. Unterlagen

3.1 Vorschriften

U 1 DIN EN 1990: „Eurocode: Grundlagen der Tragwerksplanung; Deutsche Fassung EN 1990:2002+A1:2005+A1:2005/AC:2010", Ausgabe 12/2010, einschließlich nationaler Anhang

U 2 GL IV-Teil 1: „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen", Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, Ausgabe 2010

U 3 DIBt: „Richtlinie für Windenergieanlagen; Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung", Fassung 2004

3.2 Angaben zu Versagensszenarien

U 4 Zusammenstellung von Unfällen im Zusammenhang mit Windkraftanlagen für den Zeitraum 1996 bis 2003, Internetrecherche, Bearbeitungsstand vom 25.09.2003

U 5 Anzahl der installierten Windenergieanlagen in der BRD, Internetrecherche, Quelle: www.windenergie.de/infocenter/statistiken/deutschland/windenenergie-anlagen-deutschland

U 6 Meldungen über einen Turmbruch am 13.01.2007 bei Bendorf im Kreis Steinburg, Kreis Schleswig-Holstein; Internetrecherche www.wind-watch.org/news/2007/08/24/the dangers of windpower/

U 7 Meldungen über den Bruch einer D-Windanlage bei Kirdorf; Internetrecherche, diverse Artikel

3.3 Literatur

U 8 Gutachten 19003, Revision 7 „Windenergieanlagen in Nähe von Schutzobjekten/Bestimmung von Mindestabständen", aufgestellt von der Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH, vom 11.03.2005

U 9 Gutachten 97111, Revision 1 „Windenergieanlagen in Nähe von Schutzobjekten/Bestimmung von Mindestabständen", aufgestellt von der Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH, vom 18.09.2012

U 10 Braam, H.; van Mulekom, G. H.; Smit, R. W.: „Handboek Risicozonering Windturbines", Revision 2, Ausgabe 01/2005

Veenker

4. Grundlagen

4.1 Bemerkungen zur statistischen Auswertung

Ziel der statistischen Auswertung in den unter Unterlage U 8 genannten Untersuchungen ist die Ermittlung einer Eintretenswahrscheinlichkeit für die unterschiedlichen Versagensszenarien (Abwurf von Rotorblättern, Abwurf eines Maschinenhauses und Turmbruch). Bei der statistischen Auswertung sind einige Besonderheiten zu berücksichtigen.

Bei der Bewertung von seltenen Ereignissen ist das Zahlenmaterial über größere Zeiträume zu beachten. Die Untersuchung hat das Ziel eine ausreichende Anzahl von Ereignissen zu berücksichtigen.

Ein weiteres Ziel dieser Untersuchungen ist die Feststellung von zeitabhängigen Tendenzen. Zeigt sich über einen längeren Zeitraum für ein bestimmtes Ereignis eine ähnliche Häufigkeit von Ereignissen, so kann von einer zufälligen Verteilung ausgegangen werden. Ist diese weitgehend konstante Häufigkeit jedoch nicht festzustellen, so sind hier Einflüsse zu vermuten, die keiner zufälligen Verteilung unterliegen. Lassen sich für diese Veränderungen der Häufigkeit Ursachen angeben, so sind die aus Statistiken ermittelten Eintretenswahrscheinlichkeiten in dem vorliegenden Fall nicht anzusetzen.

4.2 Bemerkungen zur Dimensionierung des Turmbauwerkes

Bei einer Windenergieanlage handelt es sich um eine Kombination aus einem Bauwerk und einem Maschinenteil. Der Turm unterliegt dem Bauordnungsrecht. Die Dimensionierung des Turmes erfolgt nach der DIBt-Richtlinie (U 3), die auf der DIN EN 1990 (U 1) basiert. Die technische Ausführung des Maschinenteiles (Rotor und Maschinenhaus) erfolgt nach der GL-Richtlinie (U 2).

Die Dimensionierung des Turmbauwerkes erfolgt nach dem semiprobabilistischen Verfahren. Dieses Verfahren ist in DIN EN 1990 beschrieben. In den Anhängen zu dieser Vorschrift befinden sich nähere Angaben zur Festlegung von Sicherheitsbeiwerten bzw. Teilsicherheitsbeiwerten. Nach Anhang B dieser Vorschrift ist das Bauwerk in die Zuverlässigkeitsklasse RC 2 einzustufen. In Tabel-

le B.2 wird für derartige Bauwerke bei einem Bezugszeitraum von einem Jahr der Zuverlässigkeitsindex gefordert

β = 4,7.

Sowohl Statistiken als auch die übliche probabilistische Dimensionierungspraxis haben den Bezugszeitraum von einem Jahr. Der Zuverlässigkeitsindex ist proportional zur Höhe der Sicherheit. Er korrespondiert mit der Versagenswahrscheinlichkeit in der Form, dass ein höherer Zuverlässigkeitsindex eine geringere Versagenswahrscheinlichkeit bedeutet. In Anhang C der benannten Vorschrift, dort Tabelle C.1, wird der Zusammenhang zwischen dem Zuverlässigkeitsindex und der Versagenswahrscheinlichkeit angegeben. Für den o. g. Wert des Zuverlässigkeitsindex liefert die Tabelle eine Versagenswahrscheinlichkeit von

Zul Pf = $1 \cdot 10^{-6}$ Ereignissen pro Jahr.

Die Zuordnung der Versagenswahrscheinlichkeit auf den Bezugszeitraum ergibt sich aus der Festlegung gemäß Anhang B.

Aus diesen Festlegungen ist zu schließen, dass ein nach den anerkannten Regeln der Technik dimensioniertes und errichtetes Bauwerk eine Versagenswahrscheinlichkeit von weniger als $1 \cdot 10^{-6}$ Ereignissen pro Jahr hat.

Wie bei allen größeren bzw. bedeutsamen Bauwerken ist eine Überwachung in den Vorschriften verankert. Im vorliegenden Fall ist sowohl die Überwachung der Maschinenbauteile gemäß Unterlage U 2 als auch die Überwachung des Turmbauwerkes gemäß Unterlage U 3 zu beachten. Bezüglich des Turmbauwerkes bedeutet dies, dass auch während der Betriebsphase von dem Turmbauwerk einer Windenergieanlage die gleiche Gefährdung ausgeht, wie von jedem anderen größeren bzw. bedeutsamen Bauwerk auch.

Veenker

5. Auswertung für das Szenario Turmbruch

5.1 Statistische Angaben

In der Anlage A 1 befindet sich eine graphische Auswertung zur Anzahl der Ereignisse, dargestellt über die Zeitachse zwischen 1999 und 2012. Es handelt sich um die im Gutachten 19003 (U 8) zusammengestellten Daten zuzüglich der in den Unterlagen U 6 und U 7 dokumentierten Ereignisse.

Für eine statistische Bewertung wird die Anzahl der Windenergieanlagen gemäß Unterlage U 5 zugrunde gelegt. Die Anzahl der Windenergieanlagen ist kontinuierlich gestiegen und liegt derzeit bei ca. 23.000 Anlagen im Gebiet der BRD. Der Bezugsraum BRD korrespondiert mit den dokumentierten Ereignissen von Turmbrüchen. Ereignisse außerhalb der BRD bleiben unberücksichtigt.

Auffallend an den statistischen Daten ist, dass ab ca. 2003 eine deutliche Reduzierung der Ereignisse zu erkennen ist. Dies deutet darauf hin, dass es sich bei dem Ereignis Turmbruch um eine nicht zufällig verteilte Variable handelt. Es sind hier andere Faktoren zu berücksichtigen.

Zur Verdeutlichung der statistischen Abweichungen werden im Folgenden die Zahlenwerte gegenübergestellt für die verschiedenen Zeiträume. In Unterlage U 8 wurde für den Zeitraum 1999 bis 2003 eine Eintretenswahrscheinlichkeit ermittelt von

Pf = $1{,}2 \cdot 10^{-4}$ Ereignissen pro Jahr.

Für den Zeitraum zwischen 2003 und 2012 ergibt sich, unter Berücksichtigung der zwei eingetretenen Ereignisse und der im Mittel zwischen ca. 14.600 und ca. 22.700 je nach Jahr variierenden Anzahl der Windenergieanlagen, eine Eintretenswahrscheinlichkeit von

Pf = $1{,}0 \cdot 10^{-5}$ Ereignissen pro Jahr.

Diese Abweichung der Eintretenswahrscheinlichkeit zeigt auf, dass dieses Ereignis nicht zufällig verteilt ist.

5.2 Angaben zu den Ursachen

5.2.1 Ursachen zu Ereignissen in der BRD

Für eine Bewertung der zufälligen Verteilung der Ereignisse von Turmbruch werden die Ursachen dieser Ereignisse soweit zugänglich bewertet. In Unterlage U 8 wurden die Ereignisse zwischen 1999 und 2003 bereits bewertet. Für die Ereignisse in diesem Zeitraum ist festzustellen, dass diese immer auf die Nichteinhaltung von Vorschriften zurückzuführen sind. Neben den in Kapitel 3 aufgeführten Unterlagen U 2 und U 3 ist insbesondere die Einschaltung eines anerkannten Sachverständigen für Erd- und Grundbau nach Verordnungsrecht aufzuführen. In den bis 2003 bekannten Ereignissen waren Mängel in der Wartung und/oder nicht fachgerechte Baugrundgutachten verursachend.

Zu dem in Unterlage U 6 aufgeführten Ereignis im Jahre 2007 liegen keine Informationen vor. Auch bei Anfragen aus unserem Hause wurde auf Nachrichtensperren verwiesen.

Dagegen ist das in Unterlage U 7 dokumentierte Ereignis öffentlich gut dokumentiert. Demzufolge ist es aufgrund einer Fehlfunktion des Stellkranzes für ein Rotorblatt zum Turmbruch gekommen. Aufgrund der Fehleinstellung konnte das Blatt nicht in die Fahnenstellung zurückgefahren werden, sodass es durch den Wind weiter angetrieben wurde und der Rotor in Überdrehzahl geriet. Es kam zu Schwingungen im Turm, die das Versagen des Turmbauwerkes ca. auf ⅓ Höhe verursacht haben. Wie die nachfolgenden Untersuchungen zeigten, ist die Fehlstellung des Stellkranzes auf einen Mangel in der Inspektion zurückzuführen. Die darauf durchgeführten Untersuchungen haben ergeben, dass bei allen Stellkränzen dieser Windenergieanlage eine Vorschädigung vorhanden war, die durchaus hätte erkannt werden müssen. Der Gutachter hat dann den sukzessiven Austausch dieses Bauteils vorgeschlagen, was durch den Betreiber der Windenergieanlagen umgesetzt wurde.

Wie bereits in Unterlage U 8 angegeben, lässt sich für das zu einem späteren Zeitraum dokumentierte und auswertbare Ereignis dieselbe Aussage übertragen. Die Eintretenswahrscheinlichkeit eines Turmbruchs ist auf die Nichteinhaltung von Vorschriften zurückzuführen. In diesem Fall ist der Bruch auf Mängel in der Überwachung zurück zu führen.

Veenker

5.2.2 Sonstige Ursachen

Als weitere Ursache für einen Turmbruch ist der Aufprall eines Rotorblattes auf das Turmbauwerk zu sehen. Hierfür sind zwei Szenarien denkbar.

In dem ersten Szenario hat sich das Rotorblatt bereits gelöst und es schlägt aufgrund des ungünstigen Abwurfwinkels und der hieraus resultierenden räumlichen Wurfparabel auf den Turm auf. Dieses Szenario wird in Kapitel 5.3.2 näher bewertet.

Im zweiten Szenario befindet sich das einzelne Rotorblatt noch an der Rotornabe. Allerdings ist es bei Sturm aufgrund z. B. eines Wartungsfehlers nicht in die Fahnenstellung gekommen, sodass der Rotor in Überdrehzahl gerät. Wegen des dann anstehenden Winddruckes wird die Deformation des Rotorblattes so groß, dass selbst der durch die Rotorneigung erzeugte Abstand zwischen Rotorblatt und Turm nicht mehr ausreicht. Die Blattspitze prallt auf den Turm auf und es kommt bei genügend Aufprallenergie zum Kollaps des Turmes. Hier ist anzumerken, dass der durch ein Rotorblatt verursachte Turmbruch nicht in der BRD beobachtet wurde. Bekannt sind lediglich Ereignisse im Ausland. Dieses Schadensszenario setzt eine nennenswerte Drehzahl voraus. In der Unterlage U 10 wird hierfür gegenüber Rotorblattbruch ein um zwei Zehnerpotenzen geringerer Wert angegeben. Da es auch in diesem Fall zum Abwurf eines Rotorblattes kommt, ist dann der Wert gemäß Unterlage U 9 anzupassen auf

$$Pf1 = 7 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse pro Jahr.}$$

Für eine Bewertung ist dieser Wert zu multiplizieren mit der Trefferwahrscheinlichkeit einer eingeerdeten Leitung gemäß Kapitel 5.3.1.

5.3 Ergänzende geometrische Überlegungen

5.3.1 Trefferwahrscheinlichkeit einer eingeerdeten Leitung

Beim Turmbruch sind eingeerdete Schutzobjekte nur dann gefährdet, wenn entweder das Maschinenhaus oder vom Maschinenhaus abstehende Rotorblätter das Schutzobjekt treffen. Ein Rotorblatt erreicht das eingeerdete Schutzobjekt nur bei einem Auftreffwinkel von weniger als 30° zur Senkrechten.

In der Anlage A 2 ist der Ergebnisausdruck für die Ermittlung der Trefferwahrscheinlichkeit eines Maschinenhauses auf einer eingeerdeten Leitung. Sie ergibt sich aus dem Verhältnis der Gondellänge zu dem entsprechenden Umfangkreis in Nabenhöhe. Die Definition der Klassen und der dazugehörigen Gondellängen ergibt sich aus dem Datensatz der Untersuchung gemäß Unterlage U 9. Zur Ermittlung ist hierbei die geringstmögliche Nabenhöhe einzusetzen. Der Maximalwert für den Treffer einer Leitung durch das Maschinenhaus eines kippenden Turmes liegt demnach bei

Pf 3 = $7 \cdot 10^{-2}$ Ereignissen pro Turmbruch.

Eine weitere Gefährdung kann durch abstehende Rotorblätter eintreten. Dies wird wie folgt bewertet:

Das fallende Maschinenhaus samt der Rotorblätter befindet sich innerhalb einer Kugel, deren Radius dem Rotordurchmesser entspricht. Die Wahrscheinlichkeit für das Auftreffen eines der Rotorblätter in einem 30°-Kegel ist zu halbieren, da nur der Teil des Kugelabschnittes betrachtet wird, der weiter liegt, als die Aufprallstelle des Maschinenhauses. Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich hierfür eine Eintrittswahrscheinlichkeit von 1 x 10^{-1} Ereignissen pro Abwurf.

Die Aufprallstellen für die Rotorblattspitze befinden sich in einem zum Turm konzentrischen Kreis, dessen Außenradius die Aufprallstelle zuzüglich der halben Rotorblattlänge beträgt. Die geradlinig verlaufende Leitung durchquert diesen Kreis in einem Abstand zum Standort der Windenergieanlage, der sich innerhalb der soeben beschriebenen Außengrenzen des Kreises befindet, im Übrigen jedoch beliebig ist. Die Eintrittswahrscheinlichkeit für die Übereinstimmung der Aufprallstelle der Rotorblattspitze mit der Leitungslage ergibt sich aus dem Verhältnis der Leitungsgrundfläche in diesem Kreisring und der Fläche des oben beschriebenen Kreisringes. Die Ermittlung der Eintrittswahrscheinlichkeit für dieses Ereignis für unterschiedliche Nabenhöhen und unterschiedliche Leitungslagen innerhalb des Kreisrings liefert einen Mittelwert von $6 \cdot 10^{-2}$ Ereignissen pro Turmbruch. Dieser Wert multipliziert mit der Eintretenswahrscheinlichkeit für das Auftreffen unter 30° liefert zusammengefasst eine Trefferwahrscheinlichkeit von $6 \cdot 10^{-3}$ Ereignissen pro Turmbruch.

Diese Zahlen liefern für den Treffer durch ein abstehendes Rotorblatt einen vernachlässigbaren Einfluss. Zu berücksichtigen ist lediglich die Trefferwahrscheinlichkeit durch das Maschinenhaus.

5.3.2 Turmbruch durch abgeworfenes Rotorblatt

Je nach Abwurfwinkel kann der Fall eintreten, dass das abgeworfene Rotorblatt gegen den Turm prallt und es somit zum Turmbruch kommt. In der Anlage A 3 ist beispielhaft der Lageplan einer Wurfparabel dargestellt. Der Turm befindet sich im Koordinatenursprung. Aus den Diagrammen und dem dazugehörigen Zahlenmaterial ist Folgendes zu erkennen:

- Bei den relevanten Abwurfwinkeln handelt es sich um Situationen, in denen das Rotorblatt nach unten abgeworfen wird. Die zugehörige Geschwindigkeitskomponente in horizontaler Richtung ist relativ gering. Somit ist auch die Aufprallenergie in horizontaler Richtung relativ gering. Die Aufprallenergie muss für den Turmbruch sein. Es wird abgeschätzt, dass in dieser Situation der Turmbruch nicht zwangsweise eintritt.
- Die Darstellung zeigt, dass kritische Abwurfwinkel in der Größenordnung von 15° sind. Bei Voraussetzung der statistischen Gleichwertigkeit aller Abwurfwinkel ergibt sich hieraus eine Wahrscheinlichkeit von Pf = 15/360 = $4 \cdot 10^{-2}$ Ereignissen pro Abwurf.

5.4 Zusammenstellung für relevante Szenarien

Im Folgenden werden die Zahlenwerte zusammengestellt für die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen, relevanten Versagensszenarien.

Turmbruch infolge Versagen des Turmbauwerkes – Treffer einer eingeerdeten Leitung

Es handelt sich um ein Turmbauwerk, welches nach den einschlägigen Vorschriften errichtet und betrieben wird. Mit der maximal möglichen Versagenswahrscheinlichkeit gemäß Kapitel 4.2 und der Trefferwahrscheinlichkeit einer eingeerdeten Leitung gemäß Kapitel 5.3.1 ergibt sich die Eintretenswahrscheinlichkeit eines Schadens zu

$$Pf = 7 \cdot 10^{-8}$$ Ereignissen pro Jahr.

Turmbruch infolge Treffer durch abgeworfenes Rotorblatt

Hier sind die Eintretenswahrscheinlichkeit gemäß Unterlage U 9, die Eintretenswahrscheinlichkeit eines ungünstigen Winkels sowie die Eintretenswahrscheinlichkeit für den Treffer einer Leitung anzusetzen. Im Einzelnen ergibt sich

$$Pf = 8 \cdot 10^{-7}$$ Ereignisse pro Jahr.

Turmbruch durch Rotor in Überdrehzahl

Mit der Eintrittswahrscheinlichkeit für einen nennenswert in Überdrehzahl geratenen Rotor gemäß Kapitel 5.2.2 und der Trefferwahrscheinlichkeit durch die Gondel gemäß Kapitel 5.3.1 ergibt sich eine Eintrittswahrscheinlichkeit für einen Schaden an einer eingeerdeten Leitung von

$$Pf = 5 \cdot 10^{-7}$$ Ereignissen pro Jahr.

Die zusammengestellten Eintretenswahrscheinlichkeiten liefern Werte, die geringer sind als die Grenzwerte für Gashochdruckleitungen und Mineralölleitungen gemäß Unterlage U 9.

Veenker

6. Zusammenfassende Bewertung

In den vorliegenden Untersuchungen wurden die folgenden Szenarien untersucht und bewertet. Im Einzelnen sind die folgenden Aussagen zu treffen:

Der Turmbruch infolge Versagen des Bauwerkes liefert vernachlässigbare Werte. Hier wird vorausgesetzt, dass sowohl Errichtung als auch Betrieb der Windenergieanlage nach den einschlägigen Vorschriften (insbesondere U 2 und U 3) durchgeführt werden. Diese Forderung ist bei der Genehmigung zu verankern. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass in der Regel neu errichtete Windenergieanlagen samt Wartungsvertrag an den Betreiber der Windenergieanlage übergeben werden. Hiermit ist sichergestellt, dass eine hochwertige Wartung durchgeführt wird. Bei Altanlagen sind diese Voraussetzungen ebenfalls zu prüfen. Ist die Einhaltung der einschlägigen Vorschriften bei solchen Anlagen nicht gewährleistet, so gelten hierfür nicht die im vorliegenden Fall getroffenen Aussagen.

Bei dem Turmbruch infolge eines abgeworfenen Rotorblattes wird auf der sicheren Seite liegend vorausgesetzt, dass es trotz der geringen Bewegungskomponente in horizontaler Richtung zu einem Turmbruch kommt. Selbst unter dieser Annahme ergeben sich Gefährdungen unterhalb des Grenzwertes.

Bei einem Turmbruch infolge eines in Überdrehzahl geratenen Rotors ergibt sich ebenfalls eine Gefährdung unterhalb des Grenzwertes.

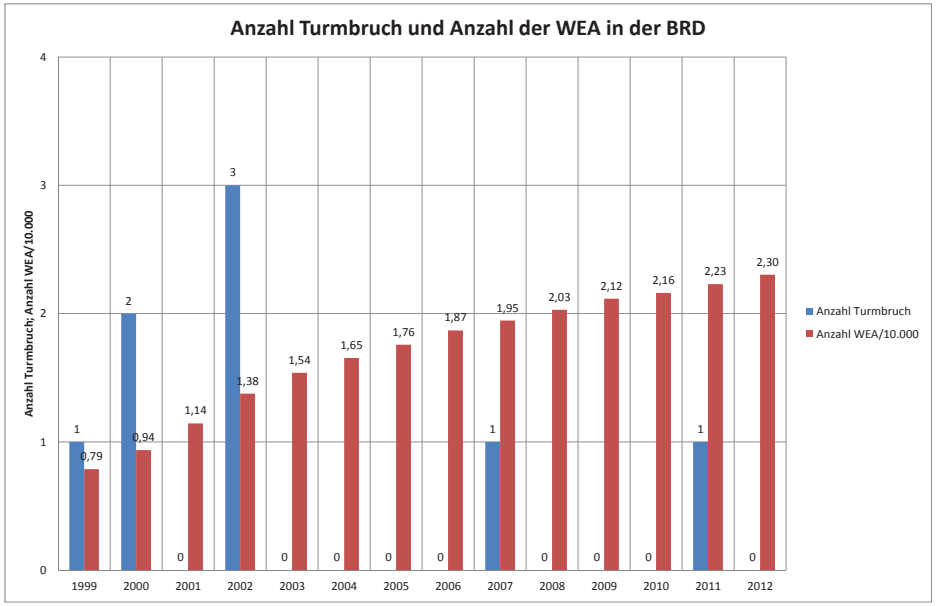
Mit den drei hier skizzierten Versagensszenarien eines Turmbruchs sind die relevanten Szenarien abgehandelt. Als Ergebnis der Bewertung zeigt sich, dass dieses Szenario nicht weiter zu berücksichtigen ist.

Veenker

Anlage

A 1 Statistiken für Turmbruch

Projekt 97111 Anlage A1



02.05.2013 18:55 G:\2011\97111\02_Grundgutachten\01_Bearbeitung\06_Theorie_Turmbruch\Studie_NWO\Schadenfälle_WKA.xlsx [Dia_Zeit_Anzahl]

Veenker

Veenker

Anlage

A 2 Trefferwahrscheinlichkeit eingeerdeter Objekte

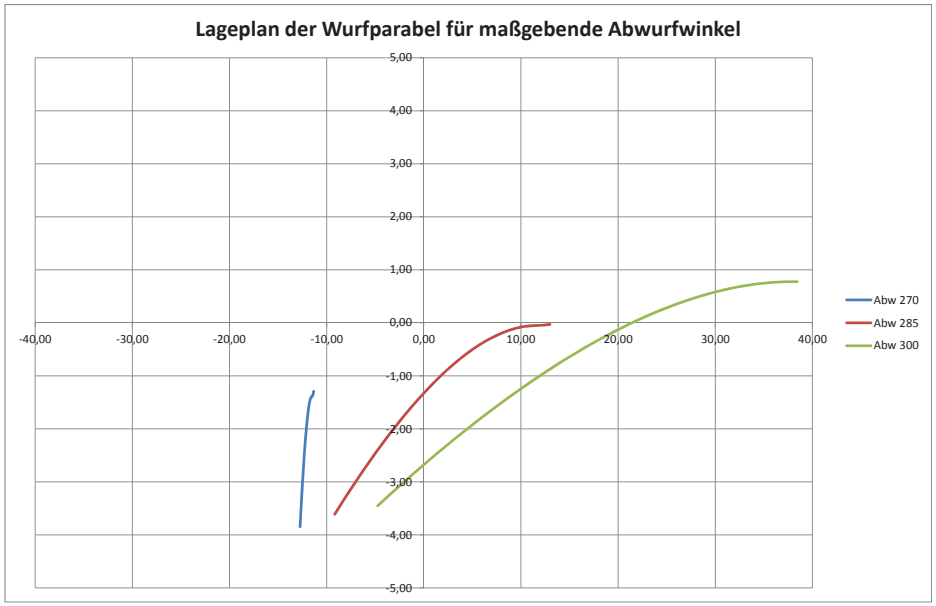
Nabenhöhe	Pf3, Klasse 1	Pf3, Klasse 2	Pf3, Klasse 3	Pf3, Klasse 4
40	5,81E-02	6,88E-02		
60	3,87E-02	4,59E-02	5,31E-02	
80	2,90E-02	3,44E-02	3,98E-02	4,50E-02
100		2,75E-02	3,18E-02	3,60E-02
120		2,29E-02	2,65E-02	3,00E-02

Veenker

Anlage

A 3 Lageplan der Wurfparabel

Projekt 97111 Anlage A3



02.05.2013 19:04 G:\2011\97111\02_Grundgutachten\01_Bearbeitung\04_Theorie_Blattwurf\Turmtreffer\AufprallWKA_pre00.xlsx [Dia_LP_Wurf]

Veenker

Veenker Ingenieure

Anlage

A 13 Beanspruchung von Großrohren

Abschlussbericht

Aufprall von Rotorblättern von Windenergieanlagen auf Gashochdruckleitungen DN › 900, DP ≥ 84

Auftraggeber: DVGW e. V.
Projekt: 97111
Datum: 10.12.2014
Revision: 01

Veenker

Hannover – Leipzig

Dr.-Ing. Veenker
Ingenieurgesellschaft mbH

Heiligengeiststraße 19
30173 Hannover

Leibnizstraße 25
04105 Leipzig

mail@veenkergmbh.de
www.veenkergmbh.de

Vereidigte Sachverständige
Dr.-Ing. Manfred Veenker
Dipl.-Ing. Jörg Himmerich
Dipl.-Ing. Alexander Junge

Amtsgericht Hannover
HRB 57 606
USt-IdNr.: DE 198 708 104

Geschäftsführer
Jörg Himmerich

Veenker

Inhaltsverzeichnis

1. Vorgang 3
2. Unterlagen 5
3. Angaben zur Berechnung 6
4. Beschreibung der FEM-Berechnung 7
5. Ergebnisse 8
6. Leitungen geringerer Druckstufen 9

Anlagenverzeichnis

A 1 Rotorblattgewichte
A 2 Aufprallgeschwindigkeiten
A 3 System
A 4 Ergebnisse Leitung DN 1000
A 5 Ergebnisse Leitung DN 1400

1. Vorgang

Die Schadensrate von Windenergieanlagen (WEA) lässt sich im Wesentlichen eingrenzen auf

- Abwurf von Rotorblättern bzw. Teilen davon,
- Gondelabwurf,
- Turmbruch.

Wegen der guten Datenlage sind diese Größen statistisch erfassbar und bekannt. Schutzobjekte in der Nähe von Windenergieanlagen sind neben Häusern, Verkehrswegen, oberirdischen Anlagen usw. auch eingeerdete Leitungen. Die Zulässigkeit des bestimmten Abstandes zwischen einer WEA und dem Schutzobjekt ergibt sich aus der Eintretenswahrscheinlichkeit eines Unfalls einer WEA und eines Treffers des Schutzobjektes, wenn der so ermittelte Wert mit einem Grenzwert abgeglichen wird.

Um nun nicht in jedem Einzelfall diesen Sicherheitsabstand ermitteln zu müssen, ist in einem „allgemeinen Gutachten" (Unterlage U 1) unter konservativen Ansätzen der einzuhaltende Sicherheitsabstand ermittelt und in tabellarischer Form aufgelistet. Wegen des konservativen Ansatzes für viele Parameter lässt sich bei Einzelfalluntersuchungen dieser konservative Sicherheitsabstand im Allgemeinen auf einen sehr viel geringeren Mindestabstand reduzieren.

Bei Gashochdruckleitungen, die einen Durchmesser ≥ DN 1000 haben und eine Druckstufe in der Größenordnung von DP 100 bar, ist die Widerstandsfähigkeit dieser Leitungen so groß, dass sie zwar bei dem Treffer durch ein Rotorblatt signifikant verformt werden, aber der Nachweis gelingt, dass eine Zerstörung der Leitung, die zu einem Gasverlust mit gefährlichen Auswirkungen führen würde, ausgeschlossen ist. Für diese Gashochdruckleitungen kann damit ein Mindestabstand von 25 m bis 35 m gemäß Unterlage U 1 zwischen Turmachse und Leitungsachse zugelassen werden, wenn der Leitungsbetreiber dem in diesem Gutachten aufgezeigten Verformungszustand zustimmt. Das wird in aller Regel dann der Fall sein, wenn ein Leitungsbetreiber beim Trassenneubau bei der Auswahl der Trassen auf solch geringe Mindestabstände angewiesen ist.

Veenker

Nähere Regelungen zu diesem Sachverhalt finden sich in dem Allgemeingutachten (Unterlage U 1), dort in Kapitel 2 und in Kapitel 10. Die Abstände sind angegeben in Anlage A15 der Unterlage U 1.

\\file\projekte_rw\2011\97111\10_FEM_Grossrohr\02_Bericht\Abschlussbericht_R01\97111_Abschlussbericht_R01.docx
97111
Revision 01
Seite 4

2. Unterlagen

U 1 Gutachten 97111 „Windenergieanlagen in Nähe von Schutzobjekten / Bestimmung von Mindestabständen", Revision 05, aufgestellt von Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH, mit Datum vom 29.09.2014

U 2 Gasch, R.; Twele, J. (Herausgeber): „Windkraftanlagen; Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb", 8. überarbeitete Auflage, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, Ausgabe 2013

U 3 Lang, H.-J. et al.: „ Bodenmechanik und Grundbau", 9. bearbeitete Auflage 2011, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg

U 4 Kolymbas, D. „Geotechnik/Bodenmechanik, Grundbau und Tunnelbau", 3. neu bearbeitete Auflage 2011, Springer-Verlag, Heidelberg, Dordrecht, London, New York

U 5 DIN EN 1997-1-7: 2007: „Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-7: Allgemeine Einwirkungen – Außergewöhnliche Einwirkungen; Deutsche Fassung EN 1991-1-7: 2006", Ausgabe 02/2007

U 6 Meschede, D. „Gerthsen Physik", 24. überarbeitet Auflage 2010, Springer-Verlag, Heidelberg Dordrecht, London, New York

3. Angaben zur Berechnung

Umfangreiche Untersuchungen, die in Unterlage U 1 aufgezeigt sind, zeigen, dass die Rotorblattgewichte bei 17 t begrenzt sind. Die Aufstellung in Anlage A 1 weist zwar auch Blattgewichte in der Größenordnung von 20 t auf, dies sind jedoch Ausnahmen, die selten sind und damit in dieser generellen Berechnung nicht berücksichtigt werden. Der Extremwert für Rotorblattgewichte liegt bei 66 t, jedoch handelt es sich hier um nur sehr vereinzelt errichtete Anlagen (Enercon 126), die für die hier angestellten Betrachtungen keine Rolle spielen.

Aus den Wurfparabelberechnungen in Unterlage U 1 lassen sich auch die Aufprallgeschwindigkeiten ermitteln, die in Anlage A 2 aufgezeigt sind. Diese Aufprallgeschwindigkeiten sind bereits um das Maß der Dämpfung beim Eindringen in das Erdreich gemäß Unterlage U 2 bis U 6 reduziert worden. Sie liegen in der Größenordnung von 35 m/s.

Es wird nunmehr davon ausgegangen, dass das Rotorblatt nicht trudelt, sondern in Achsrichtung des Blattes mit der Spitze auf die Leitung auftrifft. Dabei wird die dünne Spitze des Rotorblattes zerstört und die beim Aufprall wirksame Fläche beträgt

$$a = 2000\ \text{cm} \cdot 40\ \text{cm}.$$

Die Leitung ist gemäß der Darstellung in Anlage A 3 nur auf einem Winkel von 120° gebettet. Diese Annahme liegt auf der sicheren Seite, da das weiter oben umschließende Erdreich die Leitung zwar stützt, aber wegen der geringen Überdeckung nicht auszuschließen ist, dass dieses Erdreich im Verformungsfall weggedrückt wird und somit die Leitung nicht wirksam stützt.

Für die Bewertung der Ergebnisse sind nicht die ermittelten Spannungen maßgebend, da bei der hier ausdrücklich zugelassenen plastischen Verformung die Spannungen durch das Eintreten der Fließspannung begrenzt sind. Es sind vielmehr die Dehnungen, die als begrenzendes Kriterium anzusetzen sind. Diese Dehnungen sind die Bruchdehnungen, die bei den Stählen bekannt sind und deren Grenzwert mit

$$\varepsilon_{Grenz} \leq 25\ \%$$

festgelegt wird.

4. Beschreibung der FEM-Berechnung

Der direkte Aufprall eines Windturbinenblattes auf eine im Boden gebettete und unter Innendruck stehende Rohrleitung wird numerisch mithilfe der Finiten-Elemente-Methode simuliert. Hierfür steht die FE-Software Ansys-Structural zur Verfügung, mit der das zu betrachtende System als Flächenmodell modelliert und dynamisch untersucht wird.

Eine dynamische Analyse erlaubt in diesem Fall die relativ genaue Ermittlung des gesamten Deformations- sowie Spannungsverhaltens unter Berücksichtigung von Trägheits- und Dämpfungseffekten (Materialdämpfung) während des Aufprallvorganges. Dieses erfolgt durch das implizite Lösen der strukturellen Gleichgewichtsbedingungen mit Vorgabe von Anfangsrandbedingungen (Anfangsfallgeschwindigkeit sowie Anfangsfallhöhe des Rotorblatts).

Der Rohrleitungsabschnitt wird mit einer Länge von 20 m modelliert. Die Enden dieses Abschnitts werden fest gelagert. Auf der sicheren Seite liegend wird der Boden durch vertikale und horizontale Lagerungen im unteren Bereich der Rohrleitung in einem Winkel von 120° als komplett steif berücksichtigt.

Für den direkten Aufprall zwischen dem Turbinenblatt und der Rohrleitung werden die betreffenden Flächen mit deformierbaren Kontaktelementen versehen.

Veenker

5. Ergebnisse

Die Ergebnisse für die Berechnung der Leitung DN 1000 sind in Anlage A 4 und die Ergebnisse für die Leitung DN 1400 in Anlage A 5 beigefügt. Die dort aufgezeigten Werte zeigen, dass die Berechnung konvergiert. D. h., in dem dynamischen Rechenprozess wird die Aufprallgeschwindigkeit über den Verformungsvorgang auf 0 m/s reduziert und es verbleibt ein stark verformter, aber noch intakter Leitungsquerschnitt.

Leitungen in der Druckstufe um 100 bar, deren Durchmesser zwischen den beiden untersuchten Größen liegt, haben eine linear auf den Durchmesser bezogene Wanddicke, die zwischen den beiden untersuchten Wanddicken der untersuchten Durchmesser liegt und sind damit ebenso tragfähig, wie die beiden untersuchten Leitungen.

6. Leitungen geringerer Druckstufen

Es ist möglich, dass Leitungen mit Durchmessern der Größenordnung zwischen DN 1000 und DN 1400 mm mit sehr viel geringeren Nenndruckstufen gefahren werden und damit eine deutlich geringere Wanddicke haben, als die in den vorstehenden Kapiteln untersuchten Leitungen. Für diese Leitungen ist der Nachweis, dass sie durch den Aufprall eines Rotorblattes zwar stark verformt, nicht aber zerstört werden, nicht mehr zu erbringen, weil die Wanddicke zu gering ist.

Veenker

Anlage

A 1 Rotorblattgewichte

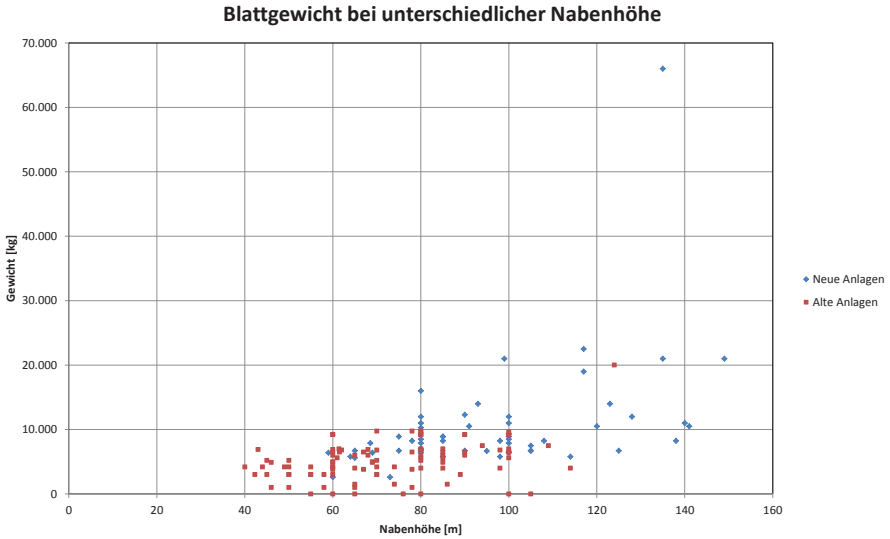
\\file\projekte_rw\2011\97111\10_FEM_Grossrohr\02_Bericht\Abschlussbericht_R01\97111_Abschlussbericht_R01.docx
97111
Revision 01

Veenker

Anlage

A 2 Aufprallgeschwindigkeiten

Projekt 97111 Anlage A 1



02.12.2014 09:19 G:\2011\97111\10_FEM_Grossrohr\01_Bearbeitung\01_Rotorblatt\Daten_WEA_R04.xlsx [Dia_NH_vs_Masse]

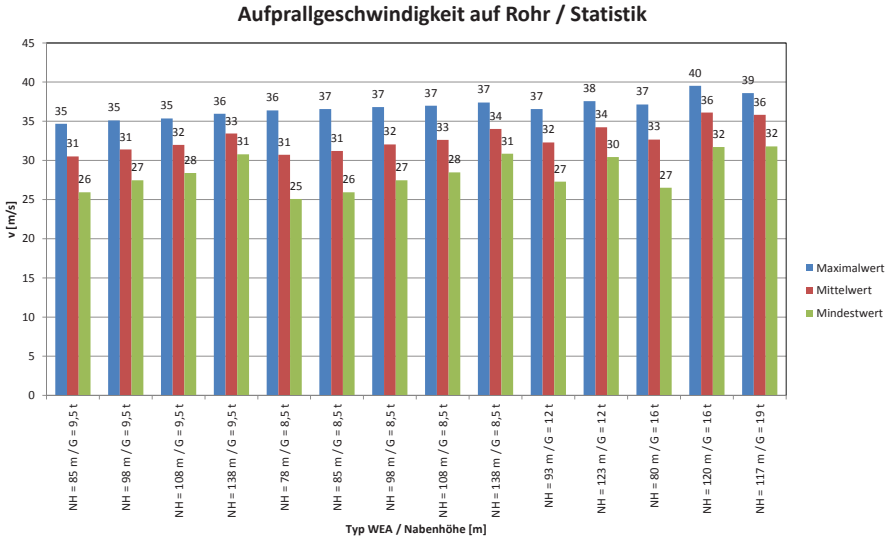
Veenker

Veenker

Anlage

A 3 System

Projekt 97111 Anlage A 2

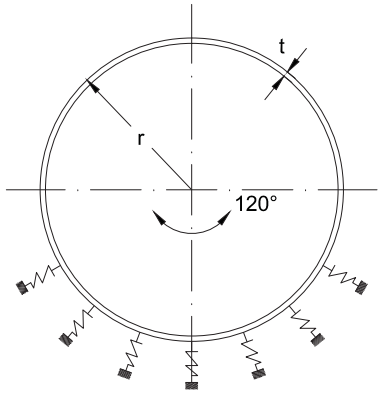


02.12.2014 09:22 G:\2011\97111\10_FEM_Grossrohr\01_Bearbeitung\04_Wurfparabel\Ergebnisse_Wurfparabel_Aufprallgeschwindigkeiten_Rotorblätter.xlsm [Dia_stat_v] Veenker

Veenker

Anlage A 3

G, v

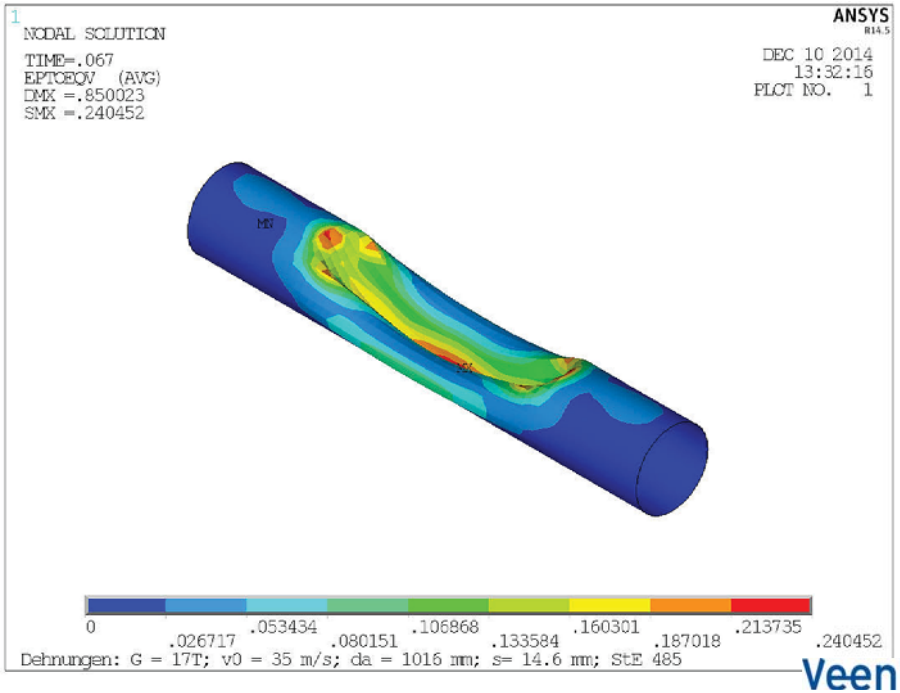


Veenker

Anlage

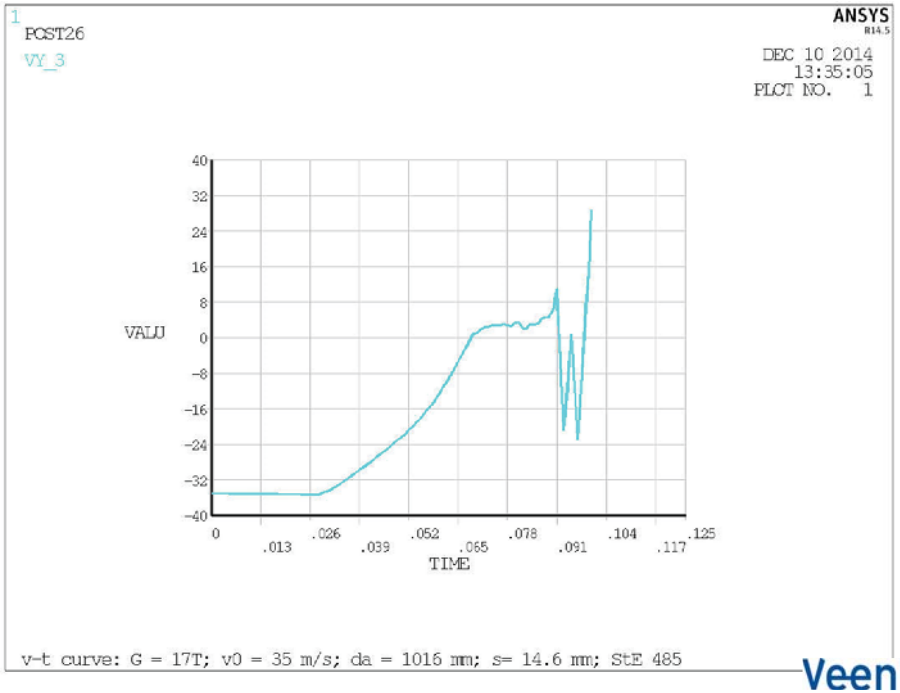
A 4 Ergebnisse Leitung DN 1000

Projekt 97111 Anlage A 4.1



Veenker

Projekt 97111 Anlage A 4.2



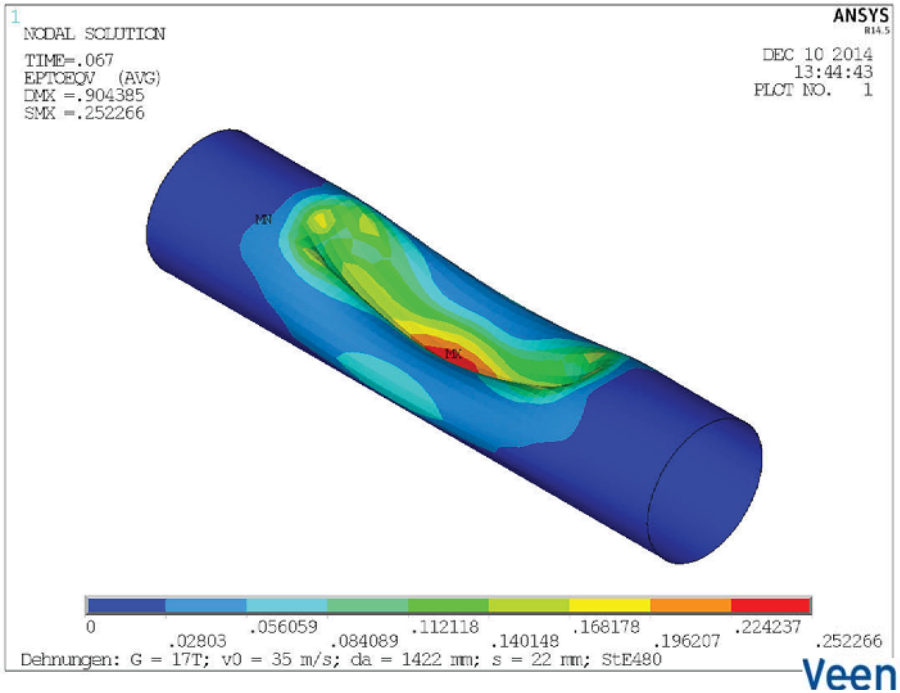
Veenker

Veenker

Anlage

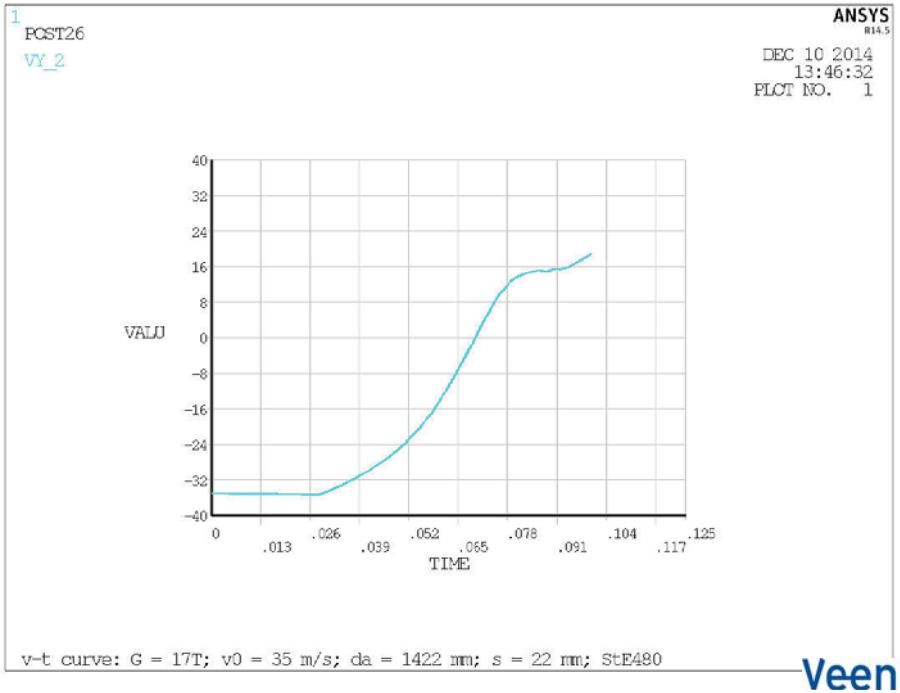
A 5	Ergebnisse Leitung DN 1400

Projekt 97111 Anlage A 5.1



Veenker

Projekt 97111 Anlage A 5.2



Veenker

Veenker Ingenieure

Anlage

A 14 Zusammenstellung der berücksichtigten WEA – Klassifizierung

ID	Klasse	Hersteller	Typ	Nabenhöhe [m]	Rotordurchmesser [m]	Neigung Rotorachse [°]	Masse Blatt [kg]	Blattlänge [m]	Drehzahl [U/min]
1	1	NEG Micon	NM 52/900	40	52,2	5	4200	25,5	22,4
2	1	AN Bonus	AN 600kW/44-3	42,3	44	6	3000	21	27
3	1	NEG Micon	NM 52/900	44	52,2	5	4200	25,5	22,4
4	1	NEG Micon	NM 750/48	45	48	5	3000	23,5	22
5	1	NEG Micon	NM 1000/60	45	60	5	5200	29	18
6	1	Enercon	E-40	46	40,3	4	1000	18,9	34
7	1	Nordex	N60	46	60	5	4900	29	19,2
8	1	NEG Micon	NM 52/900	49	52,2	5	4200	25,5	22,4
9	1	AN Bonus	AN 600kW/44-3	50	44	6	3000	21	27
10	1	AN Bonus	AN 1 MW/54	50	54	6	4200	26	22
11	1	Enercon	E-40	50	40,3	4	1000	18,9	34
12	1	NEG Micon	NM 750/48	50	48	5	3000	23,5	22
13	1	NEG Micon	NM 1000/60	50	60	5	5200	29	18
14	1	AN Bonus	AN 600kW/44-3	55	44	6	3000	21	27
15	1	NEG Micon	NM 750/48	55	48	5	3000	23,5	22
16	1	NEG Micon	NM 52/900	55	52,2	5	4200	25,5	22,4
17	1	AN Bonus	AN 600kW/44-3	58	44	6	3000	21	27
18	1	Enercon	E-40	58	40,3	4	1000	18,9	34
19	1	AN Bonus	AN 1 MW/54	60	54	6	4200	26	22
20	1	AN Bonus	AN 1,3 MW/62	60	62	6	6000	30	19
21	1	Enercon	E-53	60	53	4	2600	25,3	29,5
22	1	NEG Micon	NM 750/48	60	48	5	3000	23,5	22
23	1	NEG Micon	NM 52/900	60	52,2	5	4200	25,5	22,4

ID	Klasse	Hersteller	Typ	Nabenhöhe [m]	Rotordurchmesser [m]	Neigung Rotorachse [°]	Masse Blatt [kg]	Blattlänge [m]	Drehzahl [U/min]
24	1	Nordex	N60	60	60	5	4900	29	19,2
25	1	Nordex	N62	60	62	5	5000	29	19,2
26	1	Enercon	E-40	65	40,3	4	1000	18,9	34
27	1	Vestas	V52-850kW	65	52	6	1500	25,3	31,4
28	1	AN Bonus	AN 1,3 MW/62	68	62	6	6000	30	19
29	1	Nordex	N60	69	60	5	4900	29	19,2
30	1	Nordex	N62	69	62	5	5000	29	19,2
31	1	AN Bonus	AN 1 MW/54	70	54	6	4200	26	22
32	1	NEG Micon	NM 750/48	70	48	5	3000	23,5	22
33	1	NEG Micon	NM 1000/60	70	60	5	5200	29	18
34	1	Enercon	E-53	73	53	4	2600	25,3	29,5
35	1	NEG Micon	NM 52/900	74	52,2	5	4200	25,5	22,4
36	1	Vestas	V52-850kW	74	52	6	1500	25,3	31,4
37	1	Enercon	E-40	78	40,3	4	1000	18,9	34
38	1	AN Bonus	AN 1,3 MW/62	80	62	6	6000	30	19
39	1	NEG Micon	NM 1000/60	80	60	5	5200	29	18
40	1	Nordex	N60	85	60	5	4900	29	19,2
41	1	Vestas	V52-850kW	86	52	6	1500	25,3	31,4
42	1	AN Bonus	AN 1,3 MW/62	90	62	6	6000	30	19
145	1	Enercon	E-40	60	40,3	3	900	18,9	36
146	1	Enercon	E-40	76	40,3	3	900	18,9	36
147	1	Enercon	E-53	50	52,9	4	2700	25,3	27,7
148	1	Enercon	E-53	73,25	52,9	4	2700	25,3	27,7
149	1	Enercon	E-58	59	58,3	4	3000	27,3	23
150	1	Enercon	E-58	89	58,3	4	3000	27,3	23

ID	Klasse	Hersteller	Typ	Nabenhöhe [m]	Rotordurchmesser [m]	Neigung Rotorachse [°]	Masse Blatt [kg]	Blattlänge [m]	Drehzahl [U/min]
43	2	NEG Micon	NM 64C/1500	43	64	5	6900	31,2	17,3
44	2	Repower	MM82	59	82	5	6400	40	17,1
45	2	AN Bonus	AN 2 MW/76	60	76	6	9200	37	16
46	2	NEG Micon	NM 64C/1500	60	64	5	6900	31,2	17,3
47	2	Vestas	V66-1,75MW	60	66	6	3800	32	24,4
48	2	Vestas	V80-2MW	60	80	6	6500	39	19,1
49	2	Nordex	N80	60	80	5	9200	39	19,1
50	2	GE Wind	GE 1.5s	61	70,5	4	5600	34	22,2
51	2	GE Wind	GE 1.5sl	61,4	77	4	7000	37	20,4
52	2	Nordex	S77	61,5	77	5	6500	38	17,3
53	2	NEG Micon	NM 72C/1500	62	72	5	6800	35	17,3
54	2	Enercon	E-70	64	71	4	5800	33,3	21
55	2	Enercon	E-66	65	70	4	4000	32,8	22,5
56	2	GE Wind	GE 1.5-77	65	77	4	7000	37	20
57	2	Nordex	S70	65	70	5	6015	34,5	19
58	2	Vestas	V66-1,75MW	67	66	6	3800	32	24,4
59	2	Vestas	V80-2MW	67	80	6	6500	39	19,1
60	2	NEG Micon	NM 64C/1500	68	64	5	6900	31,2	17,3
61	2	Repower	MM92	68,5	92	5	7900	45,2	15
62	2	Repower	MM82	69	82	5	6400	40	17,1
63	2	NEG Micon	NM 72C/1500	70	72	5	6800	35	17,3
64	2	NEG Micon	NM 92/2750	70	92	5	9760	44,8	15,6

ID	Klasse	Hersteller	Typ	Nabenhöhe [m]	Rotordurchmesser [m]	Neigung Rotorachse [°]	Masse Blatt [kg]	Blattlänge [m]	Drehzahl [U/min]
65	2	Enercon	E-82	78	82	5	8250	38,8	18
66	2	Vestas	V66-1,75MW	78	66	6	3800	32	24,4
67	2	Vestas	V80-2MW	78	80	6	6500	39	19,1
68	2	AN Bonus	AN 2 MW/76	80	76	6	9200	37	16
69	2	AN Bonus	AN 2,3 MW/82	80	82	6	9200	40,2	16
70	2	Enercon	E-66	80	70	4	4000	32,8	22,5
71	2	GE Wind	GE 1.5s	80	70,5	4	5600	34	22,2
72	2	GE Wind	GE 1.5sl	80	77	4	7000	37	20,4
73	2	GE Wind	GE 1.5-77	80	77	4	7000	37	20
74	2	NEG Micon	NM 64C/1500	80	64	5	6900	31,2	17,3
75	2	NEG Micon	NM 72C/1500	80	72	5	6800	35	17,3
76	2	NEG Micon	NM 92/2750	80	92	5	9760	44,8	15,6
77	2	Nordex	N80	80	80	5	9200	39	19,1
78	2	Nordex	N90	80	90	5	9600	43,8	16,9
79	2	Nordex	N100	80	100	5	11000	48,7	14,8
80	2	Repower	MM82	80	82	5	6400	40	17,1
81	2	Repower	MM92	80	92	5	7900	45,2	15
82	2	Repower	MM100	80	100	5	8500	48,9	13,9
83	2	Enercon	E-66	85	70	4	4000	32,8	22,5
84	2	Enercon	E-70	85	71	4	5800	33,3	21
85	2	Enercon	E-82	85	82	5	8250	38,8	18
86	2	GE Wind	GE 1.5s	85	70,5	4	5600	34	22,2
87	2	GE Wind	GE 1.5sl	85	77	4	7000	37	20,4
88	2	GE Wind	GE TC3 2.5-103	85	103	4	8906	48,7	14,9

ID	Klasse	Hersteller	Typ	Nabenhöhe [m]	Rotordurchmesser [m]	Neigung Rotorachse [°]	Masse Blatt [kg]	Blattlänge [m]	Drehzahl [U/min]
89	2	Nordex	S70	85	70	5	6015	34,5	19
90	2	Nordex	S77	85	77	5	6500	38	17,3
91	2	AN Bonus	AN 2 MW/76	90	76	6	9200	37	16
92	2	AN Bonus	AN 2,3 MW/82	90	82	6	9200	40,2	16
93	2	Nordex	S77	90	77	5	6500	38	17,3
94	2	NEG Micon	NM 82/1500	94	82	5	7500	40	14,4
95	2	Vestas	V90-2.0MW	95	90	6	6660	44	16,6
96	2	Enercon	E-66	98	70	4	4000	32,8	22,5
97	2	Enercon	E-70	98	71	4	5800	33,3	21
98	2	Enercon	E-82	98	82	5	8250	38,8	18
99	2	NEG Micon	NM 72C/1500	98	72	5	6800	35	17,3
100	2	AN Bonus	AN 2,3 MW/82	100	82	6	9200	40,2	16
101	2	GE Wind	GE 1.5s	100	70,5	4	5600	34	22,2
102	2	GE Wind	GE 1.5sl	100	77	4	7000	37	20,4
103	2	GE Wind	GE 2.3-94	100	94	4	9300	45,7	14,9
104	2	GE Wind	GE TC3 2.5-103	100	103	4	8906	48,7	14,9
105	2	Vestas	V80-2MW	100	80	6	6500	39	19,1
106	2	Vestas	V90-2.0MW	100	90	6	6660	44	16,6
107	2	Nordex	N80	100	80	5	9200	39	19,1
108	2	Nordex	N90	100	90	5	9600	43,8	16,9
109	2	Nordex	N100	100	100	5	11000	48,7	14,8
110	2	Nordex	S77	100	77	5	6500	38	17,3
111	2	Repower	MM82	100	82	5	6400	40	17,1
112	2	Repower	MM92	100	92	5	7900	45,2	15
113	2	Repower	MM100	100	100	5	8500	48,9	13,9

ID	Klasse	Hersteller	Typ	Nabenhöhe [m]	Rotordurchmesser [m]	Neigung Rotorachse [°]	Masse Blatt [kg]	Blattlänge [m]	Drehzahl [U/min]
114	2	Vestas	V90-2.0MW	105	90	6	6660	44	16,6
115	2	Enercon	E-82	108	82	5	8250	38,8	18
116	2	NEG Micon	NM 82/1500	109	82	5	7500	40	14,4
117	2	Enercon	E-66	114	70	4	4000	32,8	22,5
118	2	Enercon	E-70	114	71	4	5800	33,3	21
119	2	Vestas	V90-2.0MW	125	90	6	6660	44	16,6
120	2	Enercon	E-82	138	82	5	8250	38,8	18
121	2	Nordex	N100	140	100	5	11000	48,7	14,8
151	2	Enercon	E-66	60	66	4	3800	30,8	22
152	2	Enercon	E-66	97	66	4	3800	30,8	22
153	2	Enercon	E-66	60	70	4	4000	32,8	22
154	2	Enercon	E-66	80	70	4	4000	32,8	22
155	2	Enercon	E-66	100	70	4	4000	32,8	22
156	2	Enercon	E-66	114	70	4	4000	32,8	22
157	2	Enercon	E-70 E4	64	71	4	6350	33,5	20,9
158	2	Enercon	E-70 E4	80	71	4	6350	33,5	20,9
159	2	Enercon	E-70 E4	100	71	4	6350	33,5	20,9
160	2	Enercon	E-70 E4	114	71	4	6350	33,5	20,9
161	2	Enercon	E-82 E2	78,3	82	5	8000	38,8	18
162	2	Enercon	E-82 E2	80	82	5	8000	38,8	18
163	2	Enercon	E-82 E2	100	82	5	8000	38,8	18
164	2	Enercon	E-82 E2	120	82	5	8000	38,8	18
165	2	Enercon	E-82 E2	138,4	82	5	8000	38,8	18
166	2	Enercon	E-82 E2	78,3	82	5	8400	38,8	18
167	2	Enercon	E-82 E2	138,4	82	5	8400	38,8	18
168	2	Enercon	E-92	69	92	5	9600	43,8	17
169	2	Enercon	E-92	80	92	5	9600	43,8	17
170	2	Enercon	E-92	100	92	5	9600	43,8	17
171	2	Enercon	E-92	120	92	5	9600	43,8	17
172	2	Enercon	E-92	138,38	92	5	9600	43,8	17

ID	Klasse	Hersteller	Typ	Nabenhöhe [m]	Rotordurchmesser [m]	Neigung Rotorachse [°]	Masse Blatt [kg]	Blattlänge [m]	Drehzahl [U/min]
122	3	Vestas	V90-3.0MW	65	90	6	6700	44	18,4
123	3	Vestas	V90-3.0MW	75	90	6	6700	44	18,4
124	3	Vestas	V90-3.0MW	80	90	6	6700	44	18,4
125	3	Repower	3.2M114	80	114	5	14000	55,8	12,1
126	3	Vestas	V90-3.0MW	90	90	6	6700	44	18,4
127	3	Nordex	N117	91	117	5	10500	57,3	13,2
128	3	Repower	3.4M104	93	104	5	12000	50,5	13,8
129	3	Repower	3.2M114	100	114	5	14000	55,8	12,1
130	3	Vestas	V90-3.0MW	105	90	6	6700	44	18,4
131	3	Vestas	V100-3.0MW	105	100	6	7500	49	13,4
132	3	Nordex	N117	120	117	5	10500	57,3	13,2
133	3	Repower	3.4M104	123	104	5	12000	50,5	13,8
134	3	Repower	3.2M114	128	114	5	14000	55,8	12,1
135	3	Nordex	N117	141	117	5	10500	57,3	13,2
192	3	Enercon	E-103 EP2	78	103	5	9400	49,3	15
193	3	Enercon	E-103 EP2	100	103	5	9400	49,3	15
194	3	Enercon	E-103 EP2	120	103	5	9400	49,3	15
195	3	Enercon	E-103 EP2	138	103	5	9400	49,3	15
136	4	Enercon	E-101	99	101	5	20000	48,6	14,5
137	4	Repower	5M	100	126	4	19000	61,5	12,1
138	4	Repower	6M	100	126	4	22500	61,5	12,1
139	4	Repower	6M	117	126	4	22500	61,5	12,1
140	4	Repower	5M	120	126	4	19000	61,5	12,1
141	4	Enercon	E-112	124	114	3	20000	53	13
142	4	Enercon	E-101	135	101	5	20000	48,6	14,5
143	4	Enercon	E-126	135	127	5	66000	59,9	12
144	4	Enercon	E-101	149	101	5	20000	48,6	14,5
173	4	Enercon	E-101	99	101	5	15900	48,6	14,5
174	4	Enercon	E-101	120	101	5	15900	48,6	14,5

ID	Klasse	Hersteller	Typ	Nabenhöhe [m]	Rotordurchmesser [m]	Neigung Rotorachse [°]	Masse Blatt [kg]	Blattlänge [m]	Drehzahl [U/min]
175	4	Enercon	E-101	149	101	5	15900	48,6	14,5
176	4	Enercon	E-126	86	127	7	18450	61,1	10,8
177	4	Enercon	E-126	100	127	7	18450	61,1	10,8
178	4	Enercon	E-126	120	127	7	18450	61,1	10,8
179	4	Enercon	E-126	135	127	7	18450	61,1	10,8
180	4	Enercon	E-115	92	115,7	5	25450	55,96	12,8
181	4	Enercon	E-115	100	115,7	5	25450	55,96	12,8
182	4	Enercon	E-115	120	115,7	5	25450	55,96	12,8
183	4	Enercon	E-115	149	115,7	5	25450	55,96	12,8
184	4	Enercon	E-126	99	127	5	29950	59,7	11,2
185	4	Enercon	E-126	120	127	5	29950	59,7	11,2
186	4	Enercon	E-126	159	127	5	29950	59,7	11,2
187	4	Enercon	E-112	100,6	114	5	20000	52,9	13
188	4	Enercon	E-112	124,6	114	5	20000	52,9	13
196	4	Enercon	E-115 EP3	67	115,7	7	16550	56,51	12,7
197	4	Enercon	E-115 EP3	80	115,7	7	16550	56,51	12,7
198	4	Enercon	E-115 EP3	100	115,7	7	16550	56,51	12,7
199	4	Enercon	E-115 EP3	120	115,7	7	16550	56,51	12,7
200	4	Enercon	E-115 EP3	149	115,7	7	16550	56,51	12,7
201	4	Enercon	E-138 EP3	81	138,25	7	19250	66,9	10,8
202	4	Enercon	E-138 EP3	100	138,25	7	19250	66,9	10,8
203	4	Enercon	E-138 EP3	120	138,25	7	19250	66,9	10,8
204	4	Enercon	E-138 EP3	140	138,25	7	19250	66,9	10,8
205	4	Enercon	E-138 EP3	160	138,25	7	19250	66,9	10,8
206	4	Enercon	E-138 EP3	81	138,25	7	20000	66,9	11,1
207	4	Enercon	E-138 EP3	100	138,25	7	20000	66,9	11,1
208	4	Enercon	E-138 EP3	120	138,25	7	20000	66,9	11,1
209	4	Enercon	E-138 EP3	150	138,25	7	20000	66,9	11,1
210	4	Enercon	E-138 EP3	160	138,25	7	20000	66,9	11,1
189	5	Enercon	E-141	99	141	5	32420	66,7	11

ID	Klasse	Hersteller	Typ	Nabenhöhe [m]	Rotordurchmesser [m]	Neigung Rotorachse [°]	Masse Blatt [kg]	Blattlänge [m]	Drehzahl [U/min]
190	5	Enercon	E-141	120	141	5	32420	66,7	11
191	5	Enercon	E-141	159	141	5	32420	66,7	11
211	5	Enercon	E-147 EP5	126	147	6	22950	71,8	10,4
212	5	Enercon	E-147 EP5	155	147	6	22950	71,8	10,4
213	5	Enercon	E-160 EP5	120	160	6	25000	78,3	9,4
214	5	Siemens Gamesa Renewable Energy	SG 6.0-170	165	170	6	24600	83	8,8
215	5	Nordex	N163/ TCS164	164	163	5	25250	79,7	8,9
216	5	Enercon	E-160 EP5	166	160	6	25000	78,3	9,4

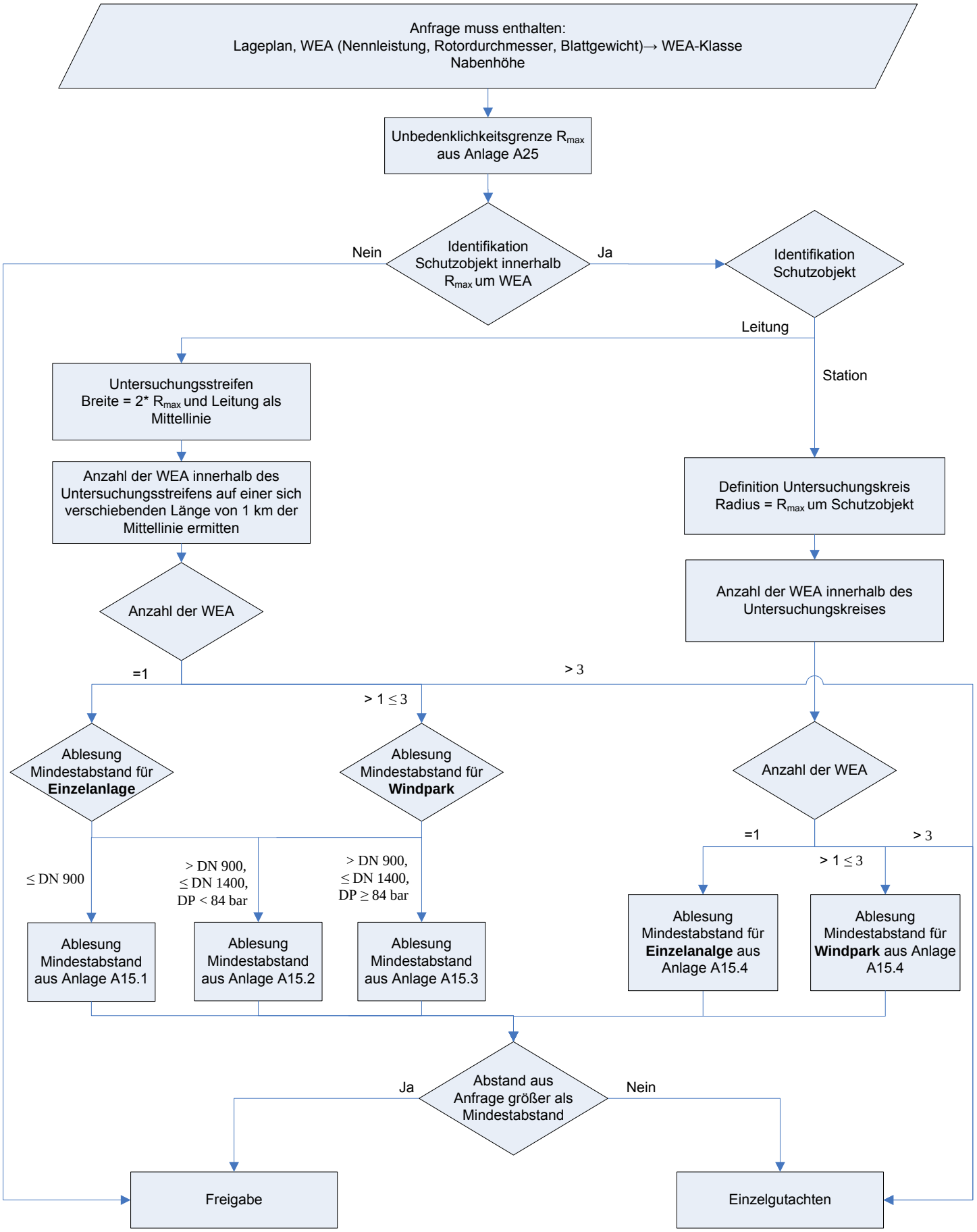
Veenker Ingenieure

Anlage

A 15 Mindestabstände zu Anlagen von Ferngasleitungen

Ferngasleitungen

Ablaufschema für Ermittlung des Mindestabstandes (mit Zulässigkeit plastischer Verformung der Leitung)



Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Ferngasleitung**

Abmessungen: **bis max. DN900**

Bemerkungen: **Leitung erdverlegt mit Überdeckung von mind. 0,8 m**

Leitung geradlinig oder mit TS (Winkel › 165°)

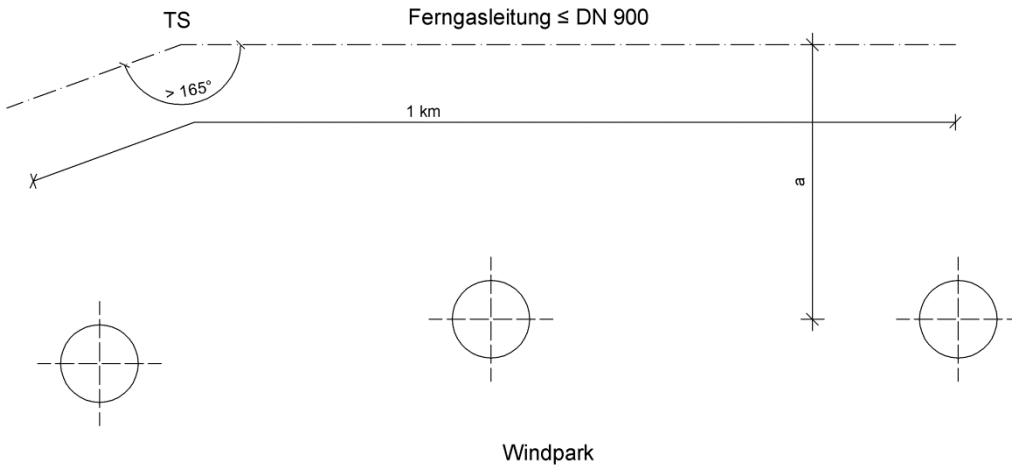
Zul Pf = $6*10^{-6}$ Ereignisse/(Jahr * km)

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	25 / 25	25 / 25	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	- / -
H ≤ 100	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	30 / 30
H ≤ 120	- / -	25 / 25	25 / 25	30 / 30	30 / 30
H ≤ 150	- / -	25 / 25	30 / 30	35 / 35	35 / 35
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	35 / 35	35 / 35

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A15.1_Min_Zsfg_Süßgasltg_DN900.docx

77919

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Ferngasleitung**

Abmessungen: **größer DN900 bis max. DN1400 ‹ 84 bar**

Bemerkungen: **Leitung erdverlegt mit Überdeckung von mind. 0,8 m**

Leitung geradlinig oder mit TS (Winkel › 165°)

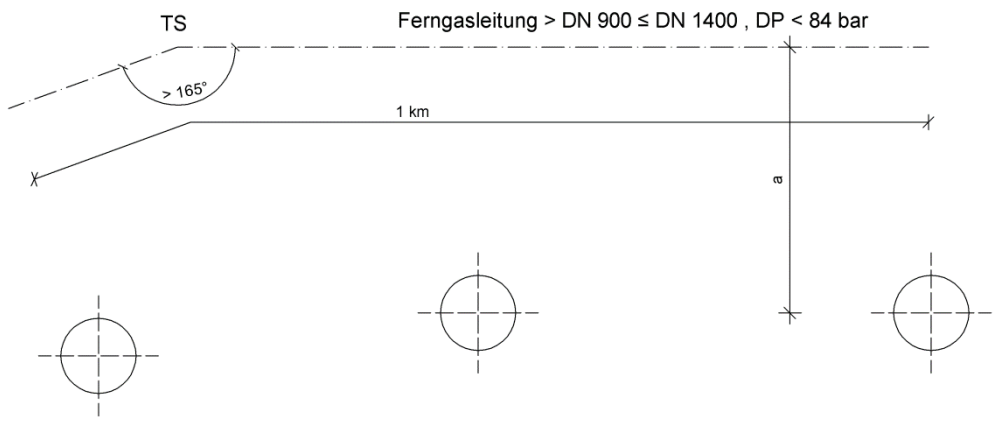
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/(Jahr * km)

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	25 / 25	25 / 25	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	25 / 25	25 / 25	25 / 25	130 / 25	- / -
H ≤ 100	25 / 25	25 / 25	25 / 25	150 / 25	155 / 30
H ≤ 120	- / -	25 / 25	25 / 25	165 / 30	165 / 30
H ≤ 150	- / -	25 / 25	30 / 30	180 / 35	180 / 35
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	180 / 35	180 / 35

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Ferngasleitung**

Abmessungen: **größer DN900 bis max. DN1400, 84 bar ≤ DP ≤ 100 bar**

Bemerkungen:

Leitung erdverlegt mit Überdeckung von mind. 0,8 m

Leitung geradlinig oder mit TS (Winkel › 165°)

Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/(Jahr * km)

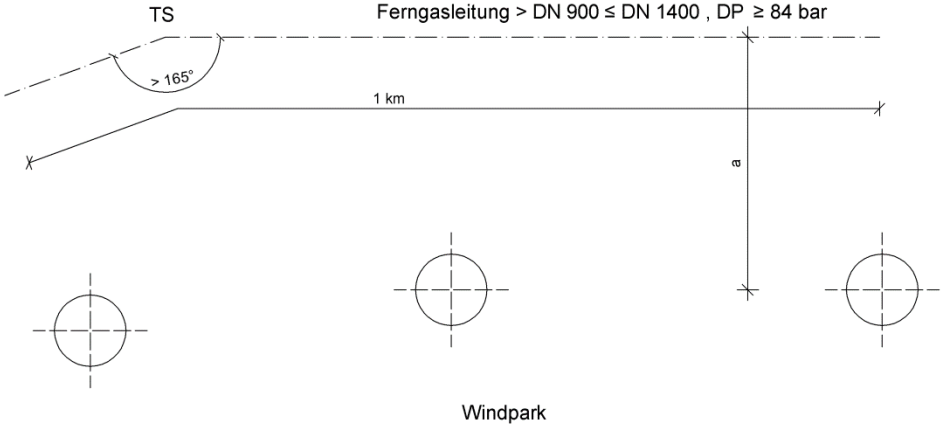
Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstände gelten in Abstimmung mit Leitungsbetreibern unter Berücksichtigung von Kapitel 6.3.6

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	25 / 25	25 / 25	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	- / -
H ≤ 100	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	30 / 30
H ≤ 120	- / -	25 / 25	25 / 25	30 / 30	30 / 30
H ≤ 150	- / -	25 / 25	30 / 30	35 / 35	35 / 35
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	35 / 35	35 / 35

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A15.3_Min_Zsfg_Süßgasltg_DN1400über84bar.docx

77919

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Schieberstation für Ferngasleitung**

Abmessungen: **450 m² (30 m x 15 m)**

max. DN1400

Bemerkungen: **Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch**

Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer

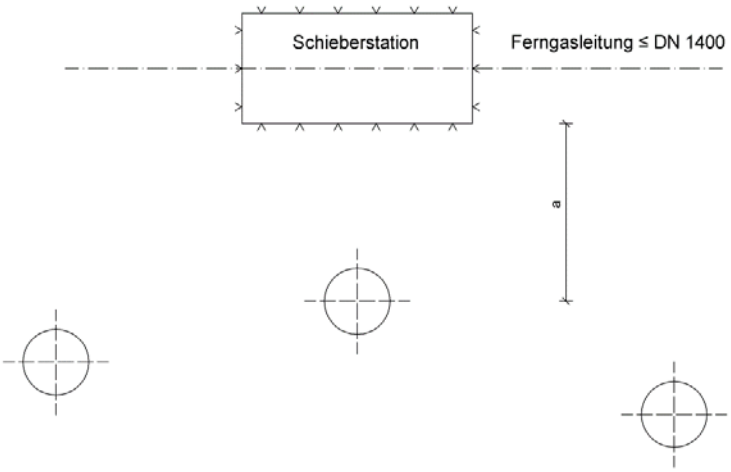
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	130 / 125	150 / 145	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	135 / 130	165 / 160	165 / 160	165 / 165	- / -
H ≤ 100	135 / 130	175 / 170	175 / 170	200 / 195	215 / 210
H ≤ 120	- / -	180 / 175	180 / 175	205 / 200	225 / 220
H ≤ 150	- / -	185 / 180	185 / 180	240 / 230	240 / 230
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	240 / 230	240 / 230

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A15.4_Min_Zsfg_SchieberStSüßgas.docx

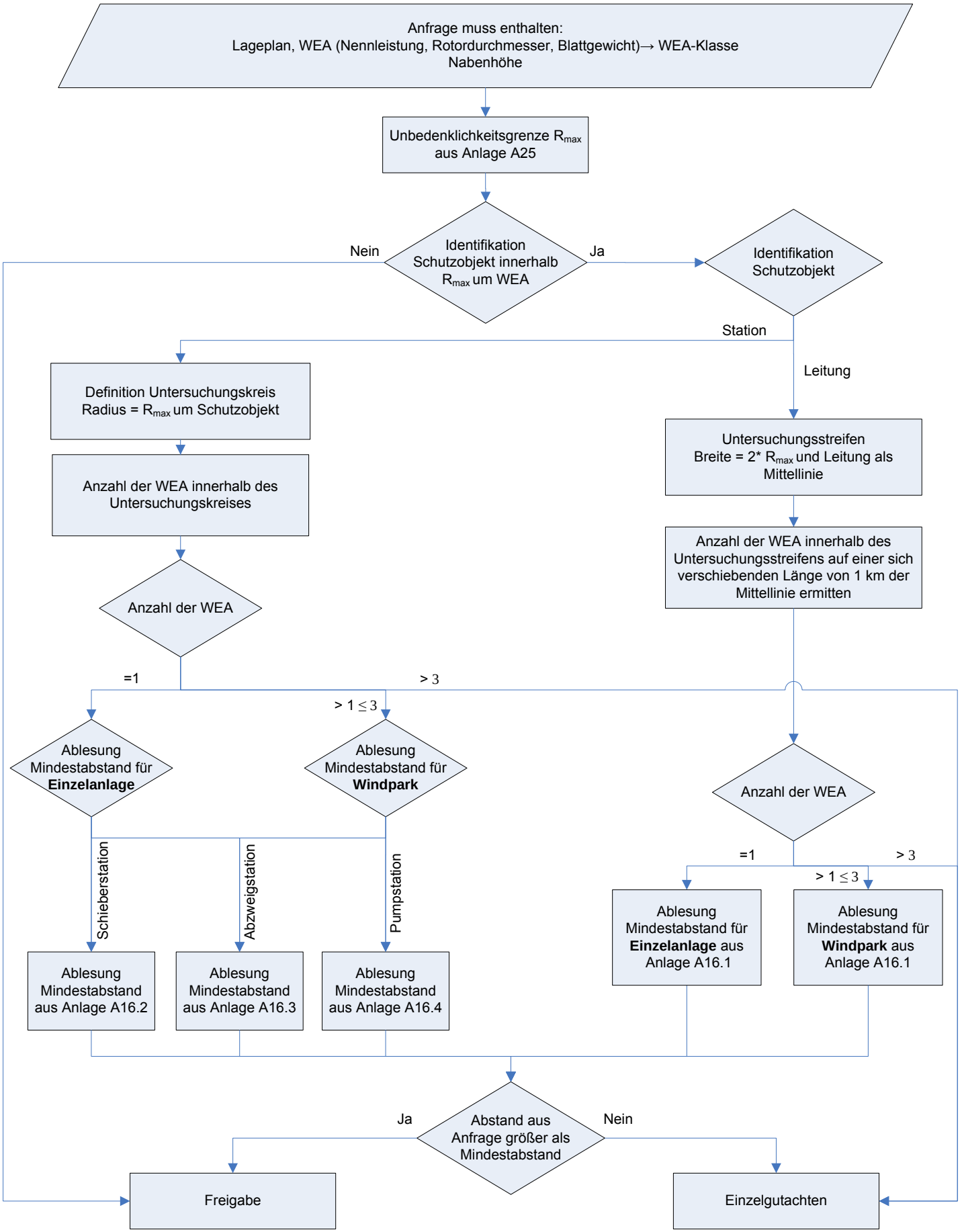
77919

Veenker Ingenieure

Anlage

A 16 Mindestabstände zu Anlagen von Mineralölfernleitungen

Mineralöl
Ablaufschema für Ermittlung des Mindestabstandes



Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Mineralölfernleitung**

Abmessungen: **max. DN1000**

Bemerkungen: **Leitung erdverlegt mit Überdeckung von mind. 0,8 m**

Leitung geradlinig oder mit TS (Winkel › 165°)

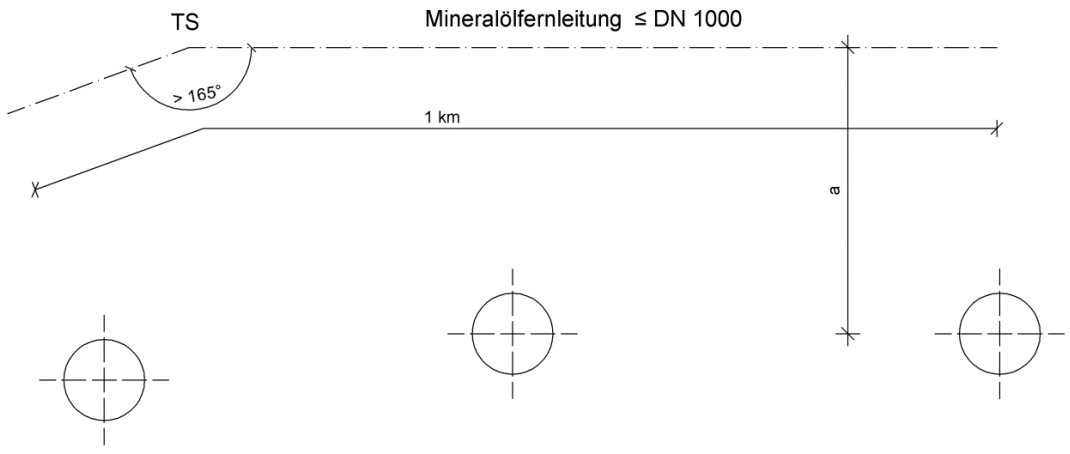
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/(Jahr * km)

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	25 / 25	25 / 25	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	25 / 25	25 / 25	25 / 25	130 / 25	- / -
H ≤ 100	25 / 25	25 / 25	25 / 25	150 / 25	155 / 30
H ≤ 120	- / -	25 / 25	25 / 25	165 / 30	165 / 30
H ≤ 150	- / -	25 / 25	30 / 30	180 / 35	180 / 35
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	180 / 35	180 / 35

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A16.1_Min_Zsfg_Ölltg.docx

77919

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Schieberstation einer Mineralölfernleitung**

Abmessungen: **247 m² (19 m x 13 m)**

Bemerkungen: **Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch**

Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer

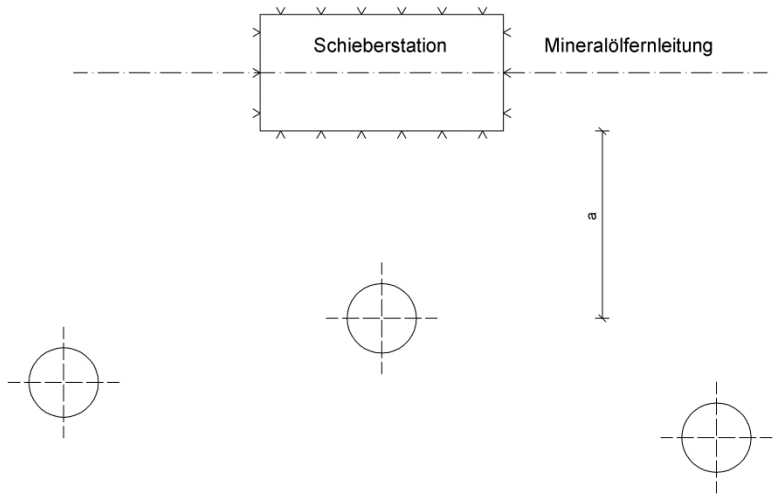
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	95 / 80	110 / 105	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	95 / 90	120 / 115	130 / 125	140 / 125	- / -
H ≤ 100	100 / 90	125 / 120	135 / 130	160 / 140	160 / 140
H ≤ 120	- / -	130 / 120	145 / 135	160 / 145	170 / 165
H ≤ 150	- / -	130 / 120	150 / 135	160 / 145	170 / 165
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	160 / 145	185 / 180

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A16.2_Min_Zsfg_SchieberStÖl.docx

77919

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Abzweigstation einer Mineralölfernleitung**

Abmessungen: **2.035 m² (55 m x 37 m)**

Bemerkungen: **Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch**

Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer

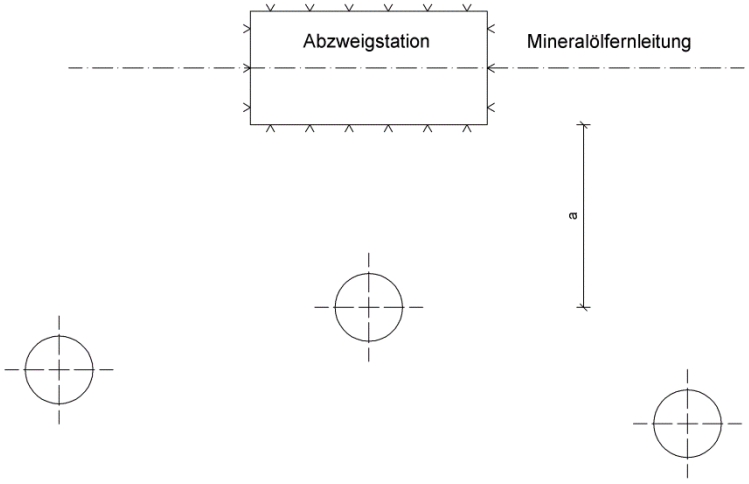
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	345 / 135	200 / 160	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	390 / 140	205 / 175	205 / 175	205 / 175	- / -
H ≤ 100	395 / 145	215 / 185	215 / 185	215 / 215	235 / 235
H ≤ 120	- / -	215 / 195	215 / 195	225 / 225	245 / 245
H ≤ 150	- / -	215 / 200	215 / 200	275 / 275	275 / 275
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	275 / 275	275 / 275

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A16.3_Min_Zsfg_AbzweigStÖl.docx

77919

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Pumpstation einer Mineralölfernleitung**

Abmessungen: **9.000 m² (120 m x 75 m)**

Bemerkungen: **Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch**

Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer

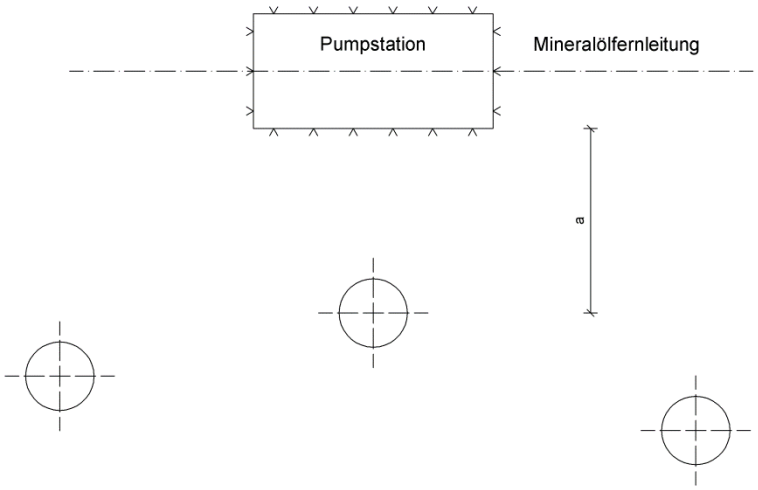
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	495 / 485	645 / 635	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	500 / 495	670 / 660	670 / 660	- / -	- / -
H ≤ 100	500 / 495	680 / 670	680 / 670	695 / 685	870 / 855
H ≤ 120	- / -	695 / 685	695 / 685	785 / 770	885 / 870
H ≤ 150	- / -	705 / 695	705 / 695	970 / 955	970 / 955
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	970 / 955	970 / 955

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



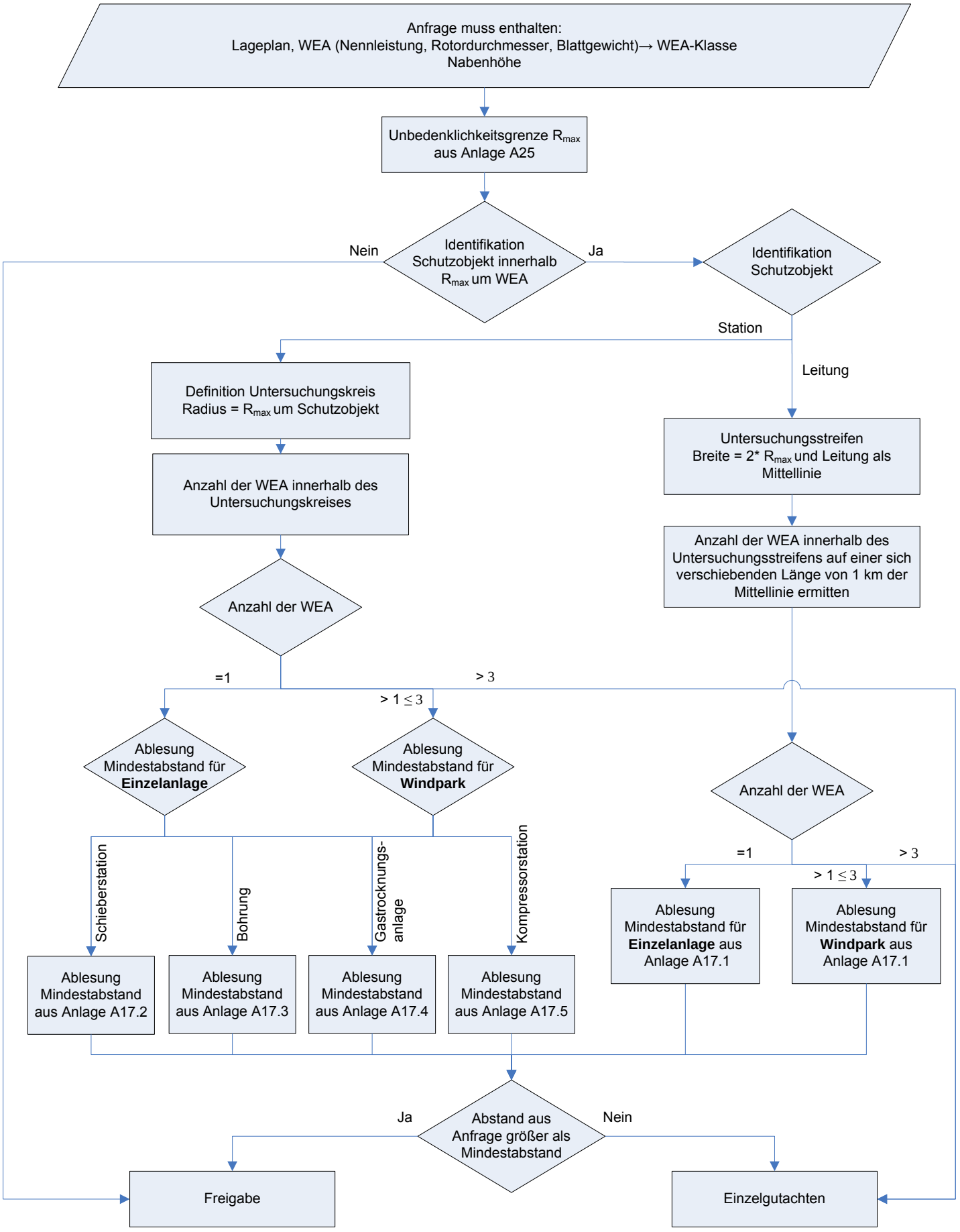
G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A16.4_Min_Zsfg_PumpStÖl.docx

77919

Anlage

A 17 Mindestabstände zu Anlagen der E&P-Industrie – Medium Süßgas

E&P-Süßgas
Ablaufschema für Ermittlung des Mindestabstandes



Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **E&P-Industrie / Feldleitung (Süßgas)**

Abmessungen: **max. DN600**

Bemerkungen: **Leitung erdverlegt mit Überdeckung von mind. 0,8 m**

Leitung geradlinig oder mit TS (Winkel › 165°)

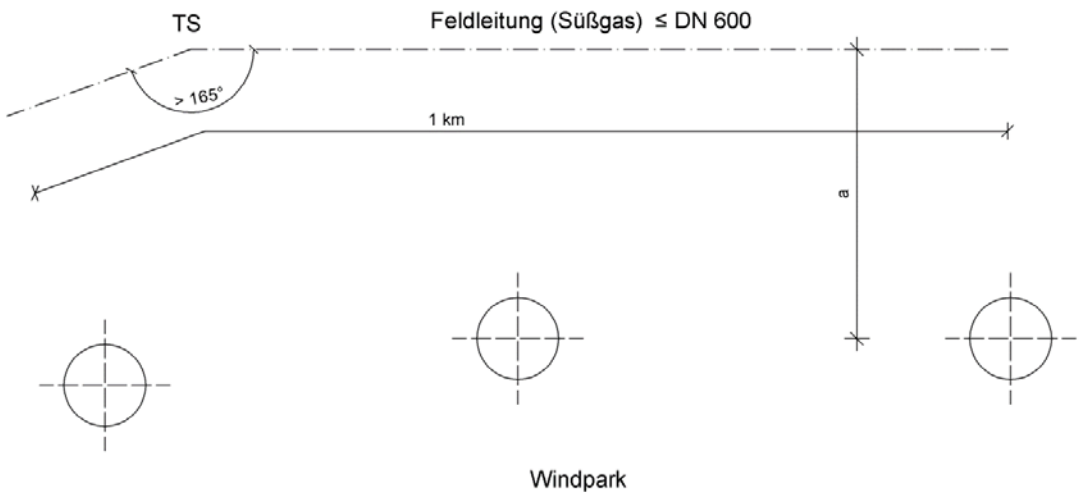
Zul Pf = $6*10^{-6}$ Ereignisse/(Jahr * km)

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	25 / 25	25 / 25	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	- / -
H ≤ 100	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	30 / 30
H ≤ 120	- / -	25 / 25	25 / 25	30 / 30	30 / 30
H ≤ 150	- / -	25 / 25	30 / 30	35 / 35	35 / 35
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	35 / 35	35 / 35

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **E&P-Industrie / Schieberstation einer Feldleitung (Süßgas)**

Abmessungen: **247 m² (19 m x 13 m)**

Bemerkungen: **Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch**

Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer

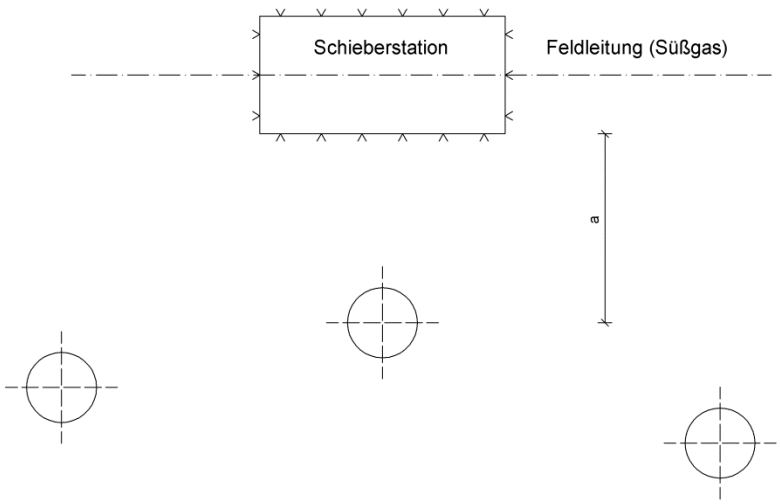
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	95 / 80	110 / 105	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	95 / 90	120 / 115	130 / 125	140 / 125	- / -
H ≤ 100	100 / 90	125 / 120	135 / 130	160 / 140	160 / 140
H ≤ 120	- / -	130 / 120	145 / 135	160 / 145	170 / 165
H ≤ 150	- / -	130 / 120	150 / 135	160 / 145	170 / 165
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	160 / 145	185 / 180

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A17.2_Min_Zsfg_EundP_SchieberStSüßgas.docx

77919

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **E&P-Industrie / Bohrung (Süßgas)**

Abmessungen: **2.520 m² (60 m x 42 m)**

Bemerkungen: **Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch**

Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer

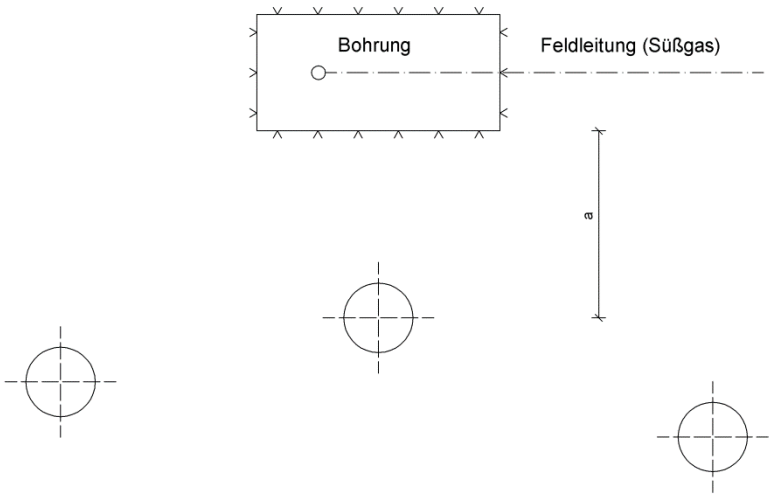
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	400 / 145	410 / 160	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	410 / 155	420 / 175	210 / 175	215 / 180	- / -
H ≤ 100	420 / 155	450 / 185	235 / 185	235 / 215	235 / 235
H ≤ 120	- / -	460 / 195	270 / 195	270 / 225	270 / 245
H ≤ 150	- / -	460 / 200	270 / 200	275 / 275	275 / 275
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	275 / 275	275 / 275

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A17.3_Min_Zsfg_EundP_BohrungSüßgas.docx

77919

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: E&P-Industrie / Gastrocknungsanlage, Übergabestation und Lagerstättenwasser- / Kondensattank (Süßgas)

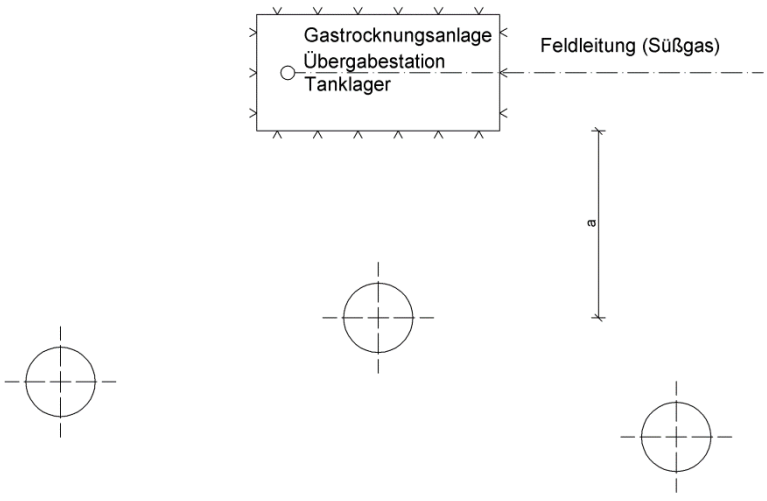
Abmessungen: 10.000 m² (125 m x 80 m)

Bemerkungen:
Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch
Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr
Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	495 / 485	645 / 635	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	500 / 495	670 / 660	670 / 660	695 / 685	- / -
H ≤ 100	500 / 495	680 / 675	680 / 675	785 / 775	870 / 855
H ≤ 120	- / -	695 / 685	695 / 685	800 / 790	885 / 870
H ≤ 150	- / -	705 / 695	705 / 695	970 / 955	970 / 955
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	970 / 955	970 / 955

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A17.4_Min_Zsfg_EundP_GastrSüßgas.docx

77919

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **E&P-Industrie / Kompressorstation (Süßgas)**

Abmessungen: **22.500 m² (180 m x 125 m)**

Bemerkungen: **Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch**

Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer

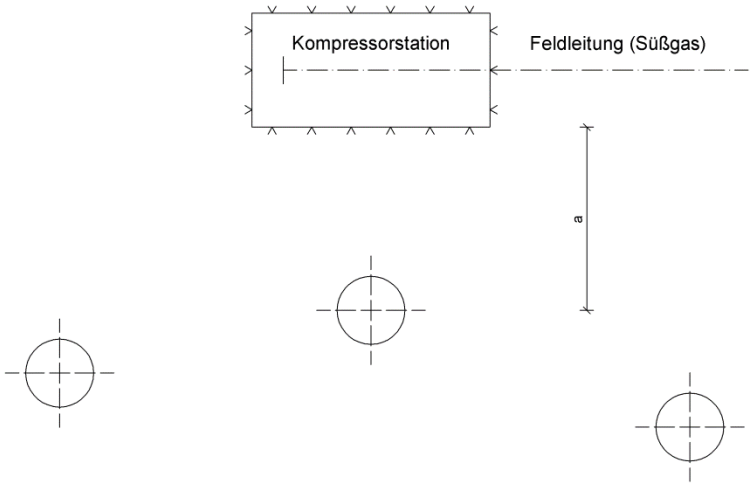
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	500 / 495	650 / 645	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	505 / 500	675 / 670	675 / 670	700 / 695	- / -
H ≤ 100	505 / 500	690 / 685	690 / 685	795 / 785	875 / 870
H ≤ 120	- / -	700 / 695	700 / 695	805 / 800	895 / 885
H ≤ 150	- / -	710 / 705	710 / 705	980 / 970	980 / 970
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	980 / 970	980 / 970

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:

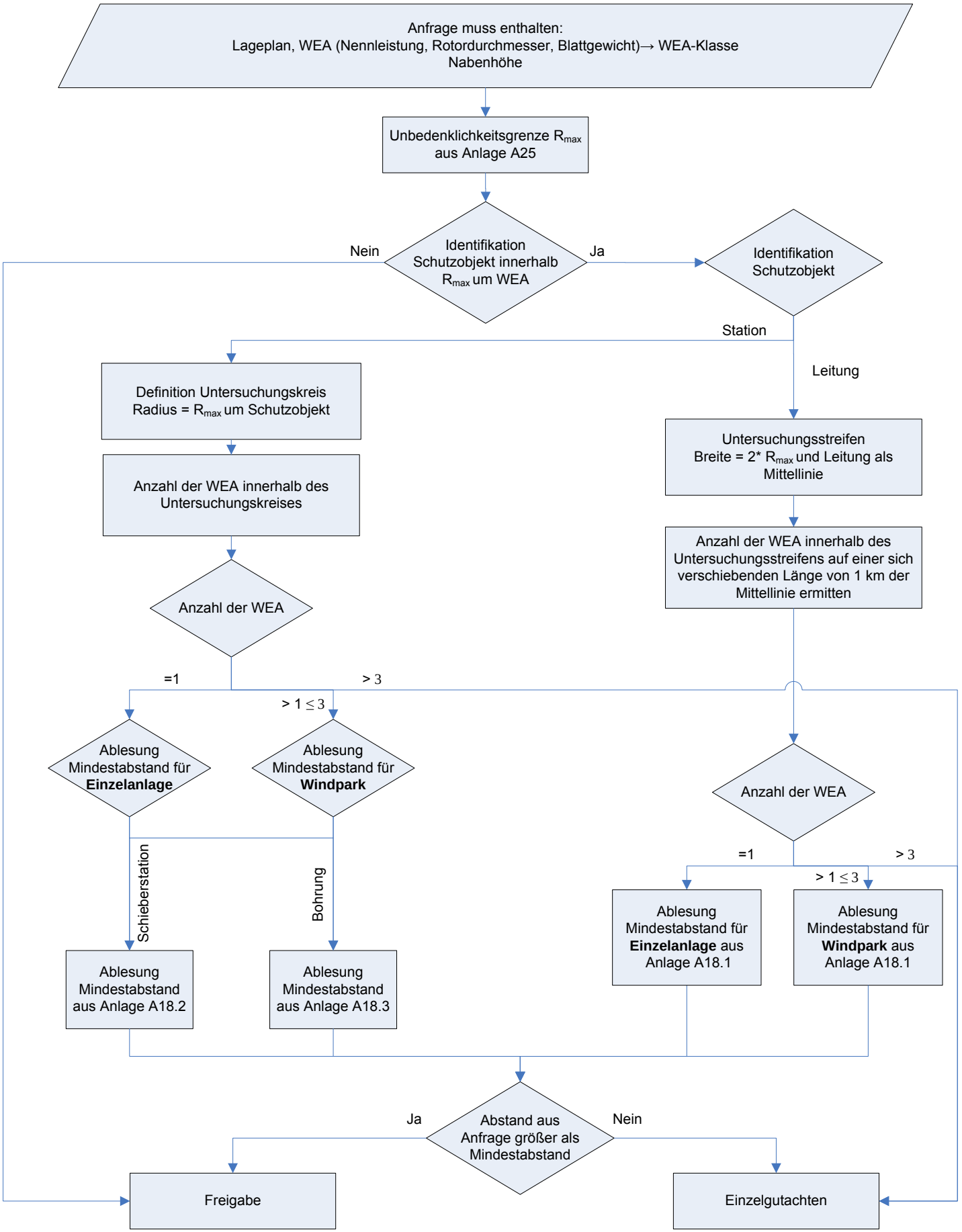


Veenker Ingenieure

Anlage

A 18 Mindestabstände zu Anlagen der E&P-Industrie – Medium Sauergas

E&P-Sauergas
Ablaufschema für Ermittlung des Mindestabstandes



Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **E&P-Industrie / Feldleitung (Sauergas)**

Abmessungen: **max. DN500**

Bemerkungen:

Leitung erdverlegt mit Überdeckung von mind. 0,8 m

Leitung geradlinig oder mit TS (Winkel › 165°)

Maximaler H_2S-Gehalt von 20%

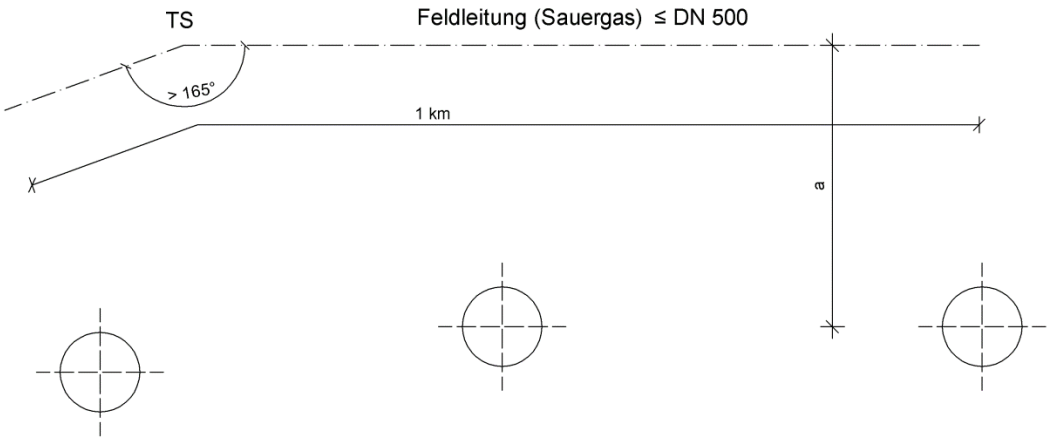
Zul Pf = 10^{-7} Ereignisse/(Jahr * km)

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	110 / 40	115/ 50	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	115 / 40	140 / 55	140 / 55	455 / 175	- / -
H ≤ 100	115 / 40	145 / 60	145 / 60	510 / 215	555 / 235
H ≤ 120	- / -	155 / 60	155 / 60	530 / 225	575 / 245
H ≤ 150	- / -	160 / 65	160 / 65	625 / 275	625 / 275
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	625 / 275	625 / 275

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A18.1_Min_Zsfg_EundP_Sauergasltg.docx

77919

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: E&P-Industrie / Schieberstation einer Feldleitung (Sauergas)

Abmessungen: 247 m² (19 m x 13 m)

Bemerkungen: Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch

Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer

Maximaler H_2S-Gehalt von 20%

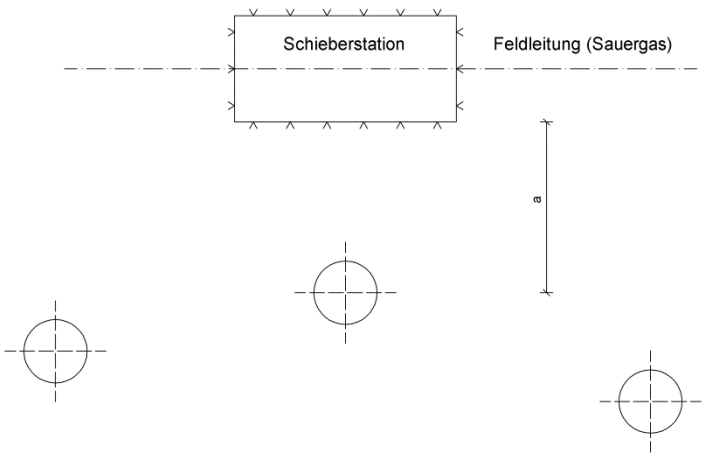
Zul Pf = 10^{-7} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	205 / 205	220 / 210	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	225 / 210	225 / 210	225 / 210	225 / 210	- / -
H ≤ 100	235 / 220	235 / 220	235 / 225	235 / 225	235 / 235
H ≤ 120	- / -	235 / 220	235 / 225	235 / 225	235 / 235
H ≤ 150	- / -	235 / 220	235 / 225	235 / 225	235 / 235
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	235 / 225	260 / 260

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A18.2_Min_Zsfg_EundP_SchieberStSA.docx

79919

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **E&P-Industrie / Bohrung (Sauergas)**

Abmessungen: **2.520 m² (60 m x 42 m)**

Bemerkungen: **Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch**

Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer

Maximaler H_2S-Gehalt von 20%

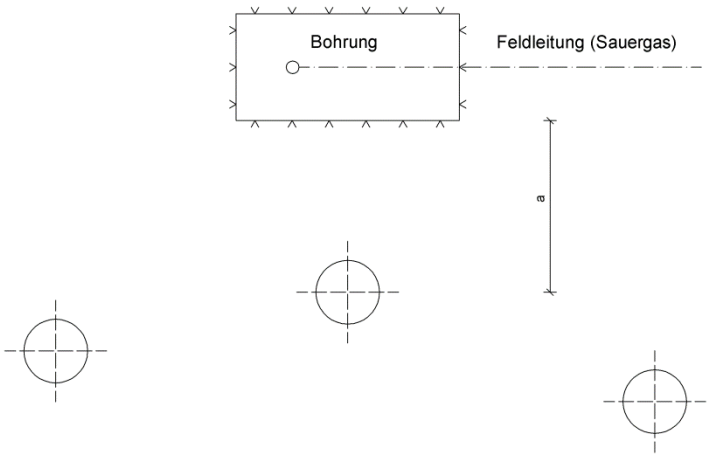
Zul Pf = 10^{-7} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	500 / 495	650 / 645	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	510 / 505	680 / 670	680 / 675	705 / 700	- / -
H ≤ 100	510 / 505	690 / 685	690 / 685	795 / 790	880 / 875
H ≤ 120	- / -	705 / 695	705 / 695	810 / 805	895 / 890
H ≤ 150	- / -	715 / 710	715 / 710	980 / 975	980 / 975
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	980 / 975	980 / 975

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

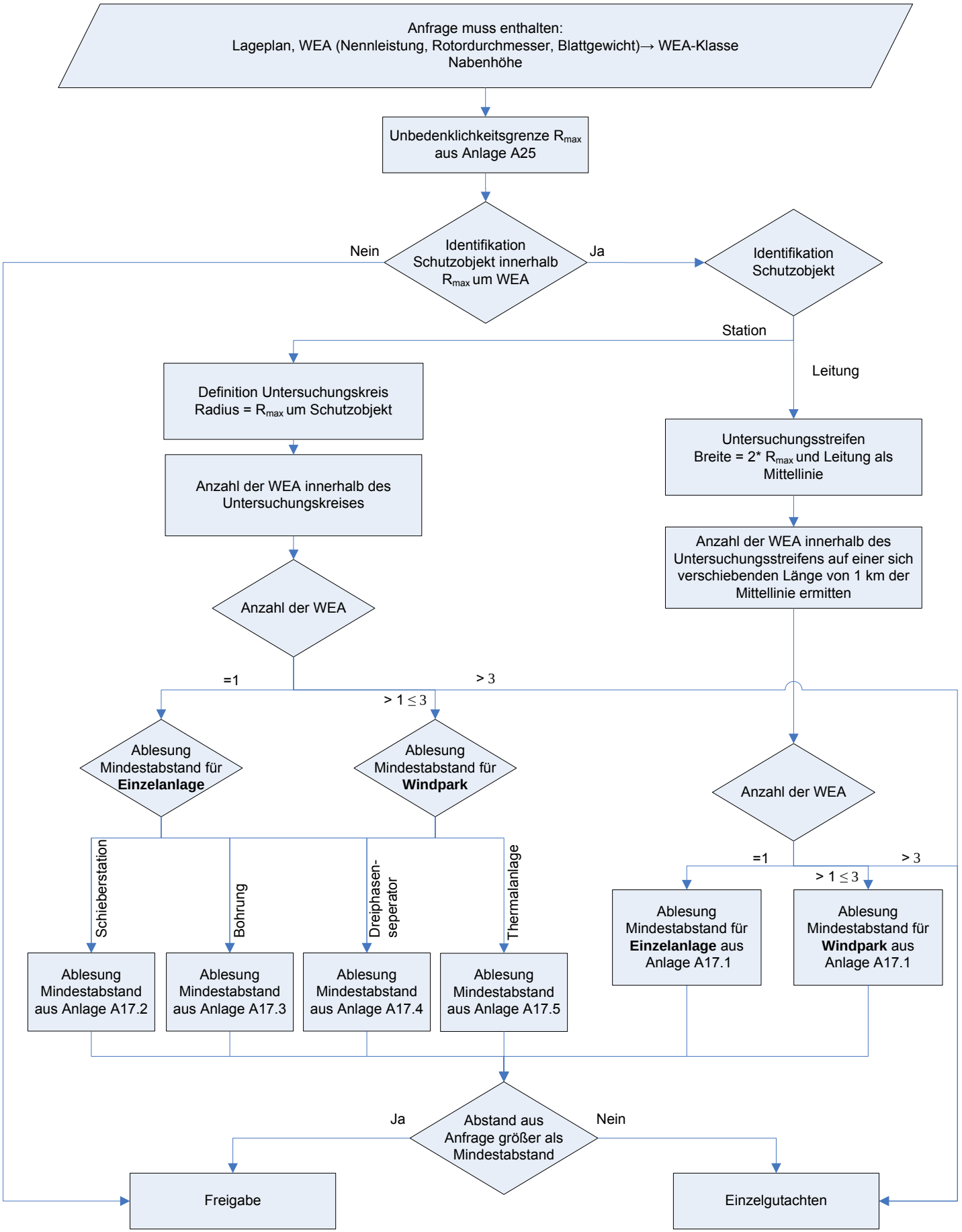
Skizze zur Erläuterung:



Anlage

A 19 Mindestabstände zu Anlagen der E&P-Industrie – Medium Erdöl

E&P-Erdöl
Ablaufschema für Ermittlung des Mindestabstandes



Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **E&P-Industrie /Feldleitung (Erdöl)**

Abmessungen: **max. DN 400**

Bemerkungen: **Leitung erdverlegt mit Überdeckung von mind. 0,8 m**

Leitung geradlinig oder mit TS (Winkel › 165°)

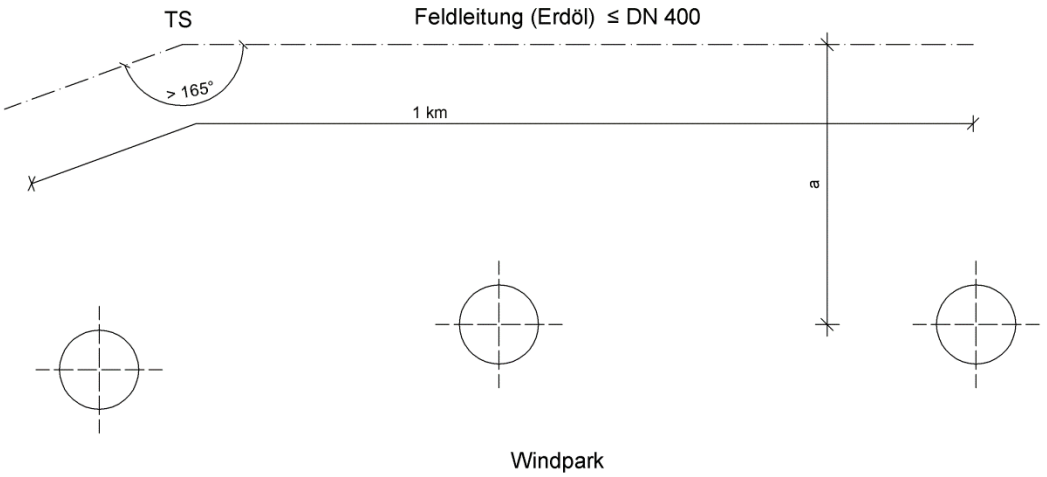
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/(Jahr * km)

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	25 / 25	25 / 25	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	25 / 25	25 / 25	25 / 25	130 / 25	- / -
H ≤ 100	25 / 25	25 / 25	25 / 25	150 / 25	155 / 30
H ≤ 120	- / -	25 / 25	25 / 25	165 / 30	165 / 30
H ≤ 150	- / -	25 / 25	30 / 30	180 / 35	180 / 35
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	180 / 35	180 / 35

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A19.1_Min_Zsfg_EundP_Ölltg.docx

77919

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **E&P-Industrie / Schieberstation einer Feldleitung (Erdöl)**

Abmessungen: **247 m² (19 m x 13 m)**

Bemerkungen: **Druck und Medium führende Bauteile oberirdisch**

Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer

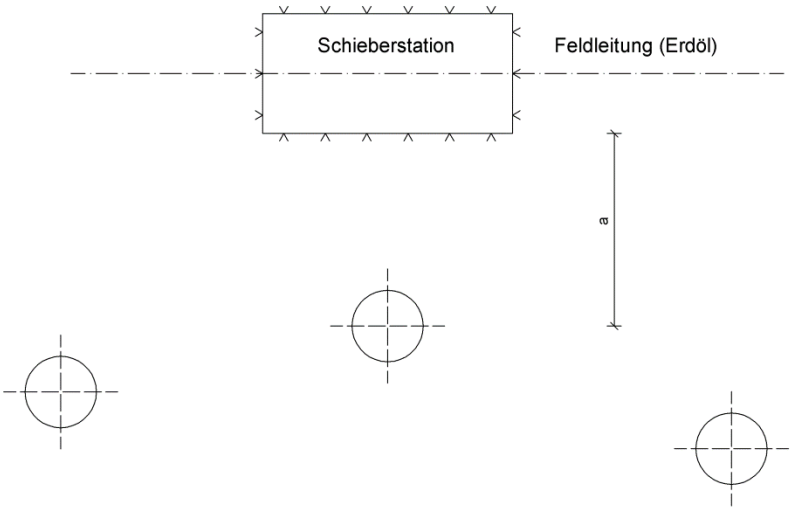
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	95 / 80	110 / 105	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	95 / 90	120 / 115	130 / 125	140 / 125	- / -
H ≤ 100	100 / 90	125 / 120	135 / 130	160 / 140	160 / 140
H ≤ 120	- / -	130 / 120	145 / 135	160 / 145	170 / 165
H ≤ 150	- / -	130 / 120	150 / 135	160 / 145	170 / 165
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	160 / 145	185 / 180

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A19.2_Min_Zsfg_EundP_SchieberÖl.docx

77919

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **E&P-Industrie / Bohrung (Erdöl)**

Abmessungen: **400 m² (25 m x 16 m)**

Bemerkungen: **Druck und Medium führende Bauteile oberirdisch**

Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer

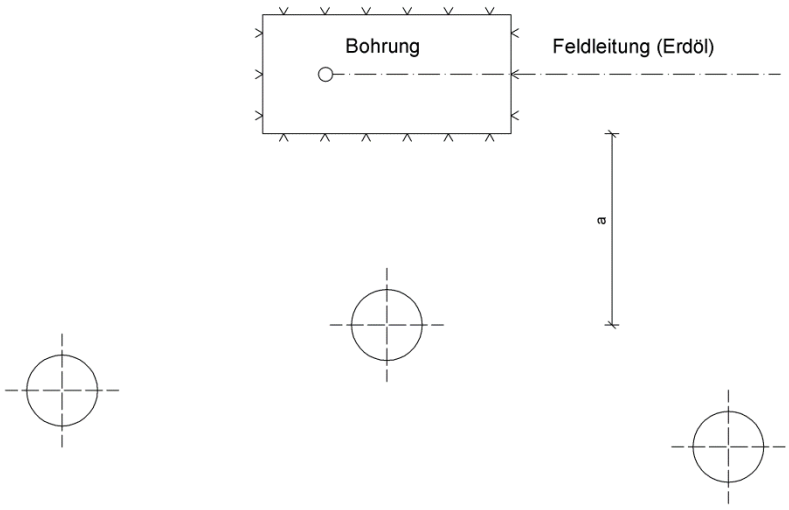
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	125 / 120	145 / 140	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	130 / 125	160 / 155	160 / 160	165 / 160	- / -
H ≤ 100	130 / 125	165 / 165	165 / 165	190 / 185	205 / 200
H ≤ 120	- / -	175 / 170	175 / 170	200 / 195	215 / 210
H ≤ 150	- / -	180 / 175	180 / 175	205 / 200	225 / 215
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	205 / 205	230 / 220

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A19.3_Min_Zsfg_EundP_BohrungÖl.docx

77919

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **E&P-Industrie / Dreiphasenseparator (Erdöl)**

Abmessungen: **2.520 m² (60 m x 42 m)**

Bemerkungen: **Druck und Medium führende Bauteile oberirdisch**

Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer

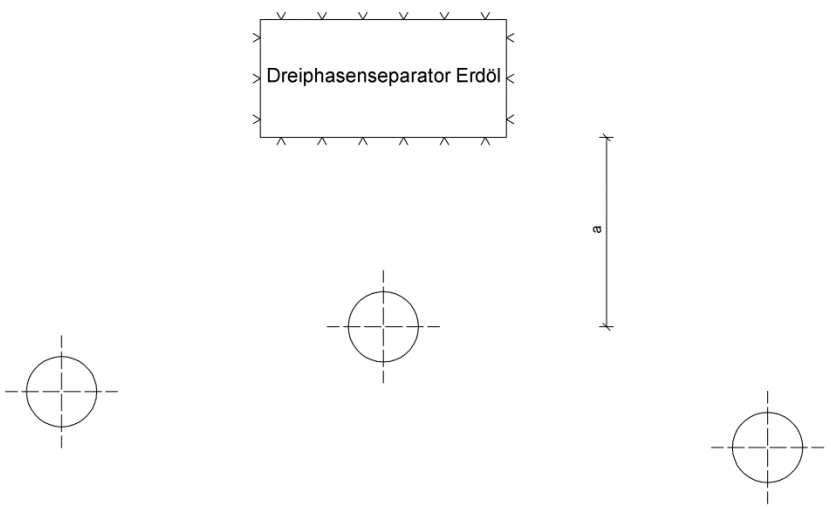
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	400 / 145	410 / 160	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	410 / 155	420 / 175	210 / 175	215 / 180	- / -
H ≤ 100	420 / 155	450 / 185	235 / 185	235 / 215	235 / 235
H ≤ 120	- / -	460 / 195	270 / 195	270 / 225	270 / 245
H ≤ 150	- / -	460 / 200	270 / 200	275 / 275	275 / 275
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	275 / 275	275 / 275

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A19.4_Min_Zsfg_EundP_DreiphÖl.docx

77919

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **E&P-Industrie / Thermalanlage (Erdöl)**

Abmessungen: **10.000 m² (125 m x 80 m)**

Bemerkungen: **Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch**

Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer

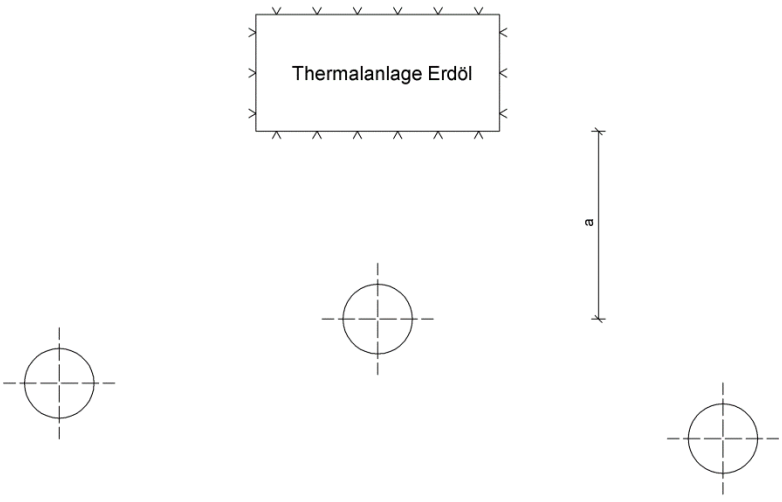
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	495 / 485	645 / 635	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	500 / 495	670 / 660	670 / 660	695 / 685	- / -
H ≤ 100	500 / 495	680 / 675	680 / 675	785 / 775	870 / 855
H ≤ 120	- / -	695 / 685	695 / 685	800 / 790	885 / 870
H ≤ 150	- / -	705 / 695	705 / 695	970 / 955	970 / 955
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	970 / 955	970 / 955

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:

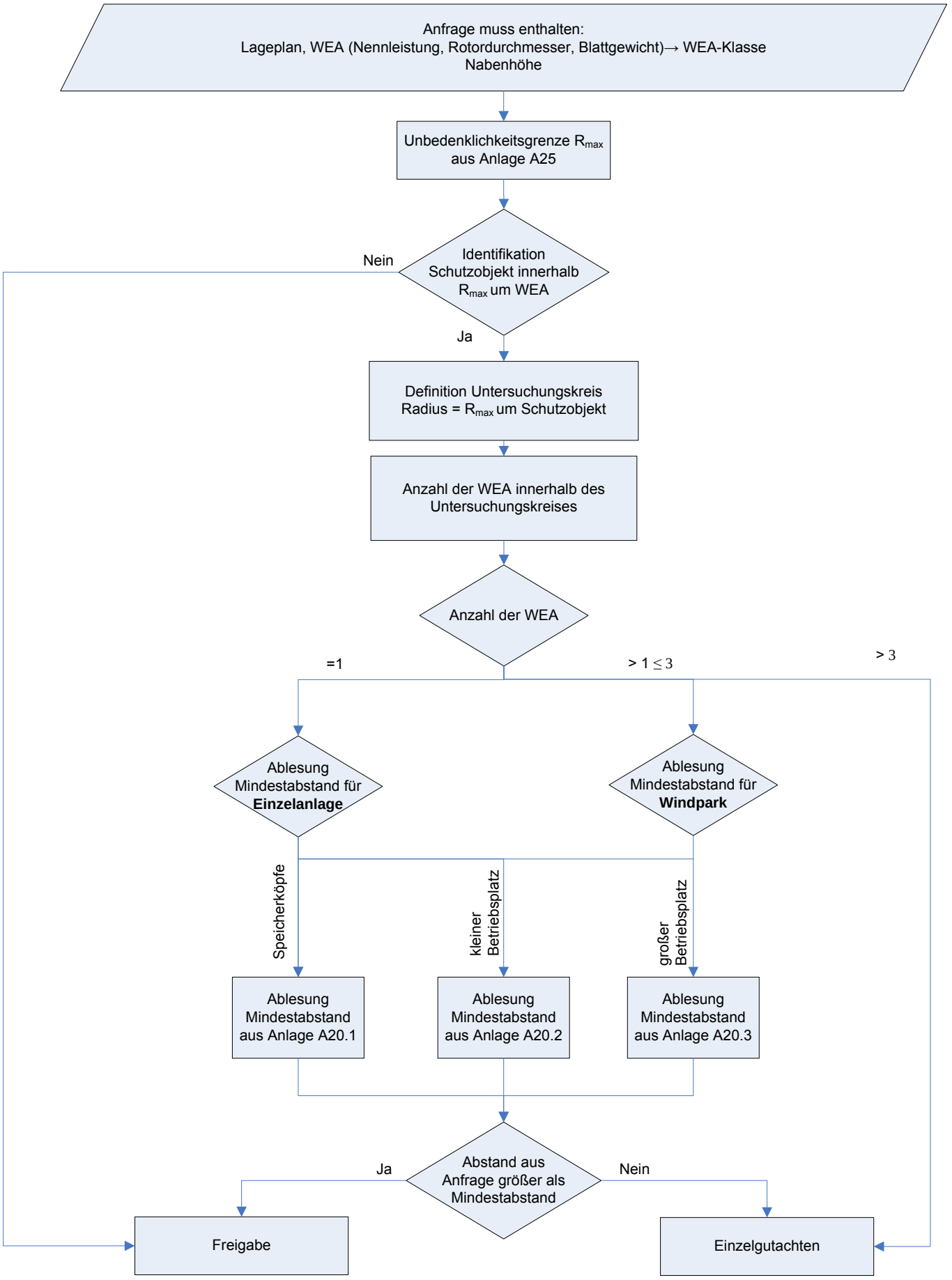


Veenker Ingenieure

Anlage

A 20 Mindestabstände zu Kavernenanlagen

Kavernen
Ablaufschema für Ermittlung des Mindestabstandes



Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Speicherköpfe (Bohrung)**

Abmessungen: **400 m² (25 m x 16 m)**

Bemerkungen: **Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch**

Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer

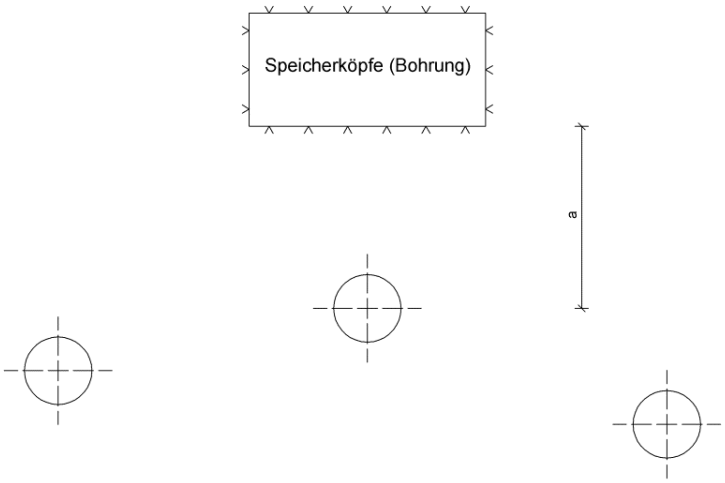
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	125 / 125	145 / 145	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	130 / 130	165 / 160	165 / 160	165 / 165	- / -
H ≤ 100	130 / 130	170 / 165	170 / 165	195 / 190	210 / 205
H ≤ 120	- / -	175 / 170	175 / 170	205 / 195	220 / 210
H ≤ 150	- / -	180 / 180	180 / 180	205 / 200	220 / 210
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	215 / 210	230 / 225

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Betriebsplatz**

Abmessungen: **70.000 m² (350 m x 200 m)**

Bemerkungen: **Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch**

Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer

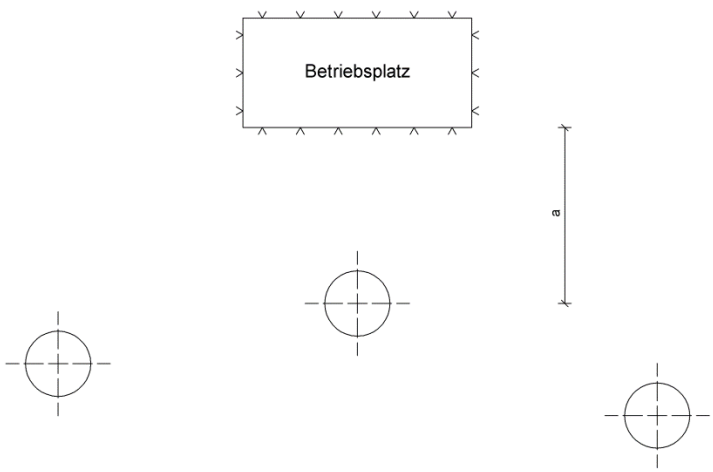
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	505 / 500	655 / 655	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	510 / 510	680 / 680	680 / 680	710 / 705	- / -
H ≤ 100	510 / 510	695 / 695	695 / 695	800 / 800	885 / 885
H ≤ 120	- / -	710 / 705	710 / 705	815 / 815	905 / 900
H ≤ 150	- / -	720 / 715	720 / 715	990 / 985	990 / 985
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	990 / 985	990 / 985

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Betriebsplatz**

Abmessungen: **240.000 m² (600 m x 400 m)**

Bemerkungen: **Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch**

Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage › 1 Kilometer

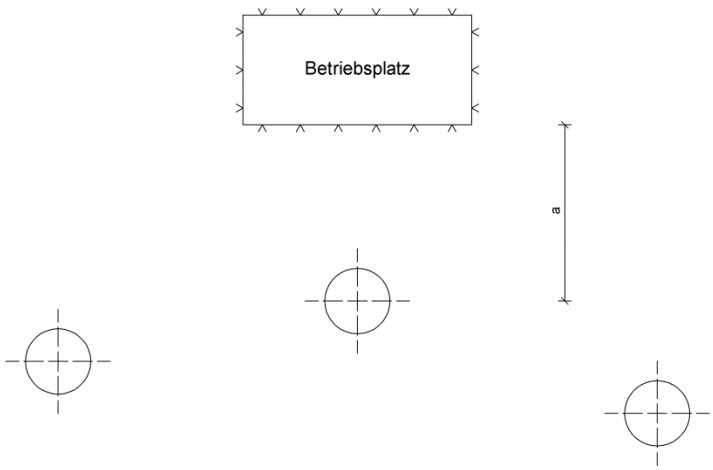
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	505 / 505	655 / 655	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	510 / 510	680 / 680	680 / 680	710 / 710	- / -
H ≤ 100	510 / 510	695 / 695	695 / 695	800 / 800	885 / 885
H ≤ 120	- / -	710 / 705	710 / 705	815 / 815	905 / 900
H ≤ 150	- / -	720 / 715	720 / 715	990 / 985	990 / 985
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	990 / 985	990 / 985

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A20.3_Min_Zsfg_Cavern_Betriebsplatz_Groß.docx

77919

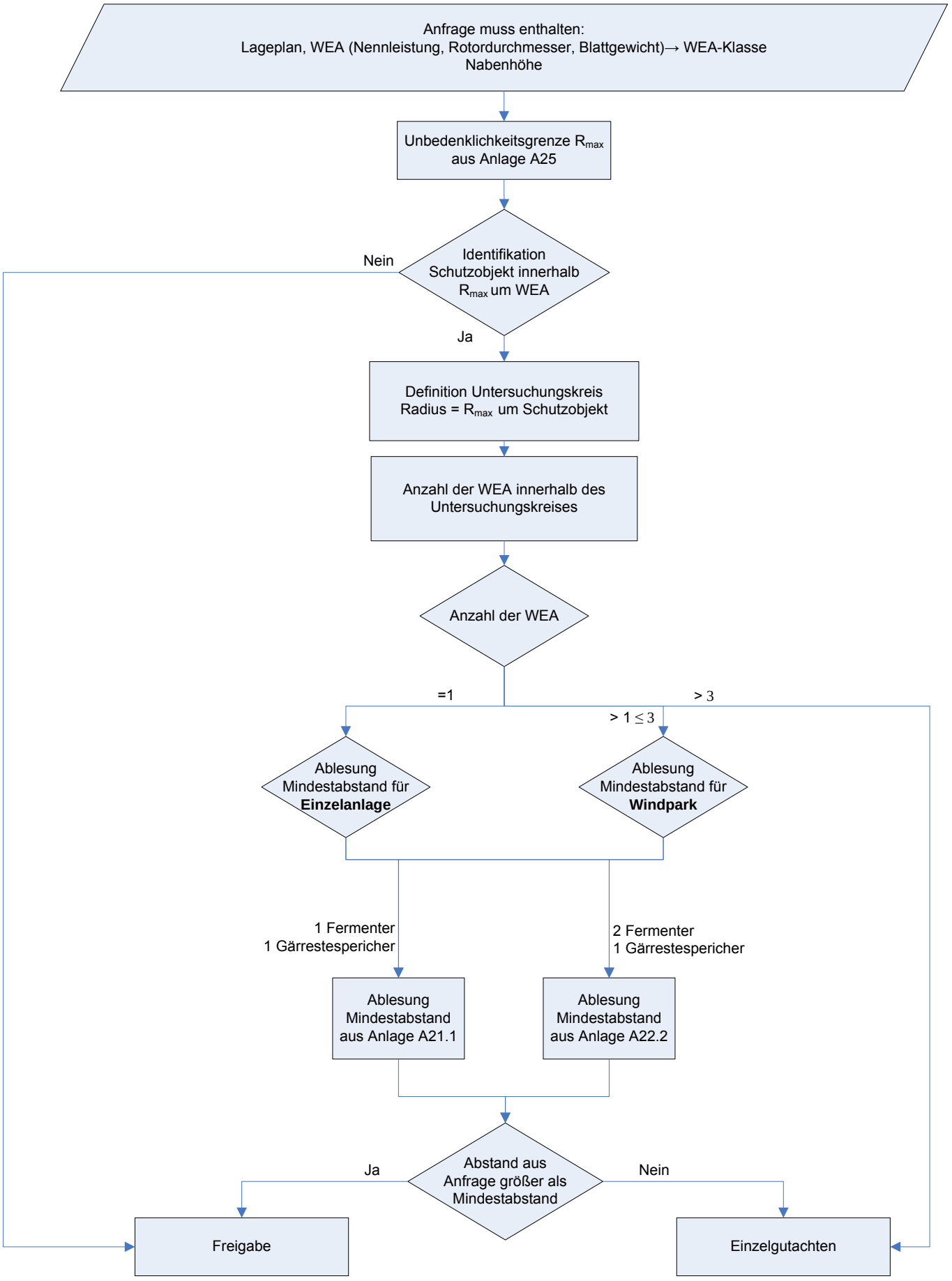
Veenker
Ingenieure

Anlage

A 21 Mindestabstände zu Biogasanlagen

Biogasanlage

Ablaufschema für Ermittlung des Mindestabstandes (ohne Zulässigkeit plastischer Verformung der Leitung)



Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Biogasanlage mit 1 Fermenter und 1 Gärrestspeicher**

Abmessungen: **ca. 1.500 m² Betriebseinrichtungen mit Biogas (48 m x 32 m)**

Bemerkungen: **Entschwefelung vorhanden**

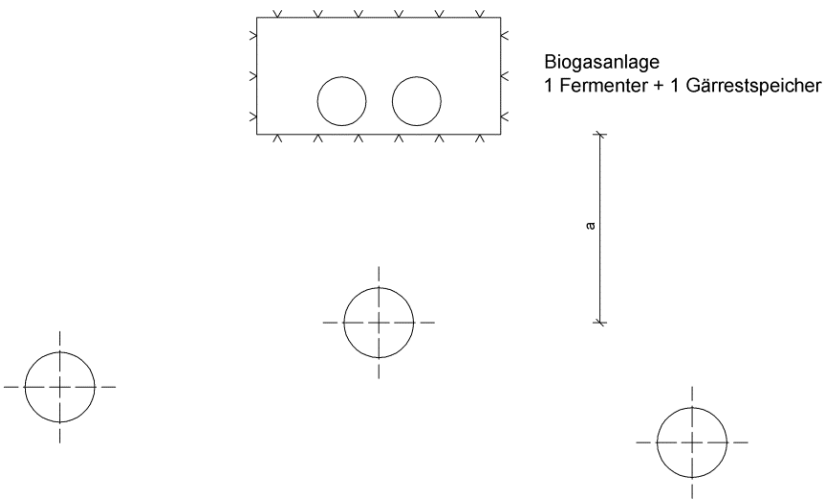
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	125 / 120	140 / 135	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	130 / 125	155 / 150	155 / 150	160 / 155	- / -
H ≤ 100	130 / 125	160 / 160	160 / 160	185 / 180	190 / 185
H ≤ 120	- / -	170 / 165	170 / 165	185 / 180	200 / 190
H ≤ 150	- / -	170 / 170	170 / 170	205 / 190	205 / 190
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	205 / 190	205 / 190

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A21.1_Min_Zsfg_Biogas_2Beh.docx

77919

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Biogasanlage mit 2 Fermentern und 1 Gärrestspeicher**

Abmessungen: **ca. 2.000 m² Betriebseinrichtungen mit Biogas (56 m x 37 m)**

Bemerkungen: **Entschwefelung vorhanden**

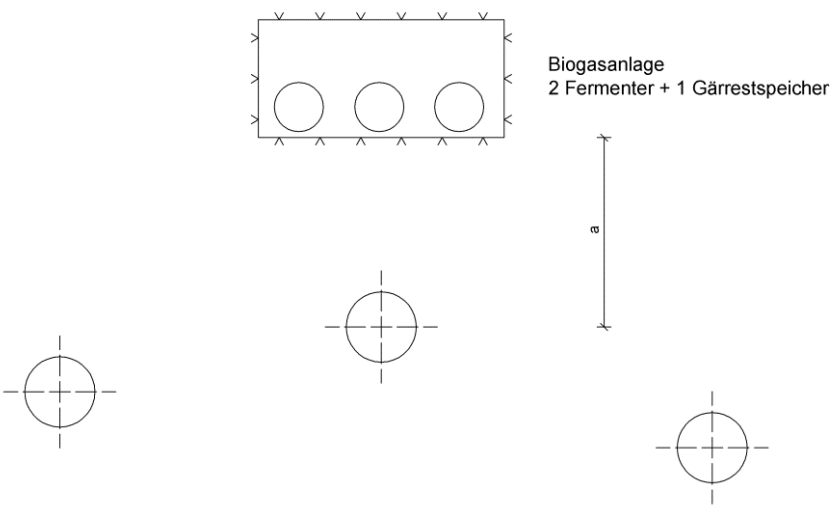
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	195 / 190	195 / 190	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	195 / 190	195 / 190	195 / 190	195 / 190	- / -
H ≤ 100	195 / 190	195 / 190	220 / 220	220 / 220	220 / 220
H ≤ 120	- / -	230 / 230	230 / 230	230 / 230	230 / 230
H ≤ 150	- / -	230 / 230	230 / 230	250 / 240	250 / 240
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	250 / 240	250 / 240

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



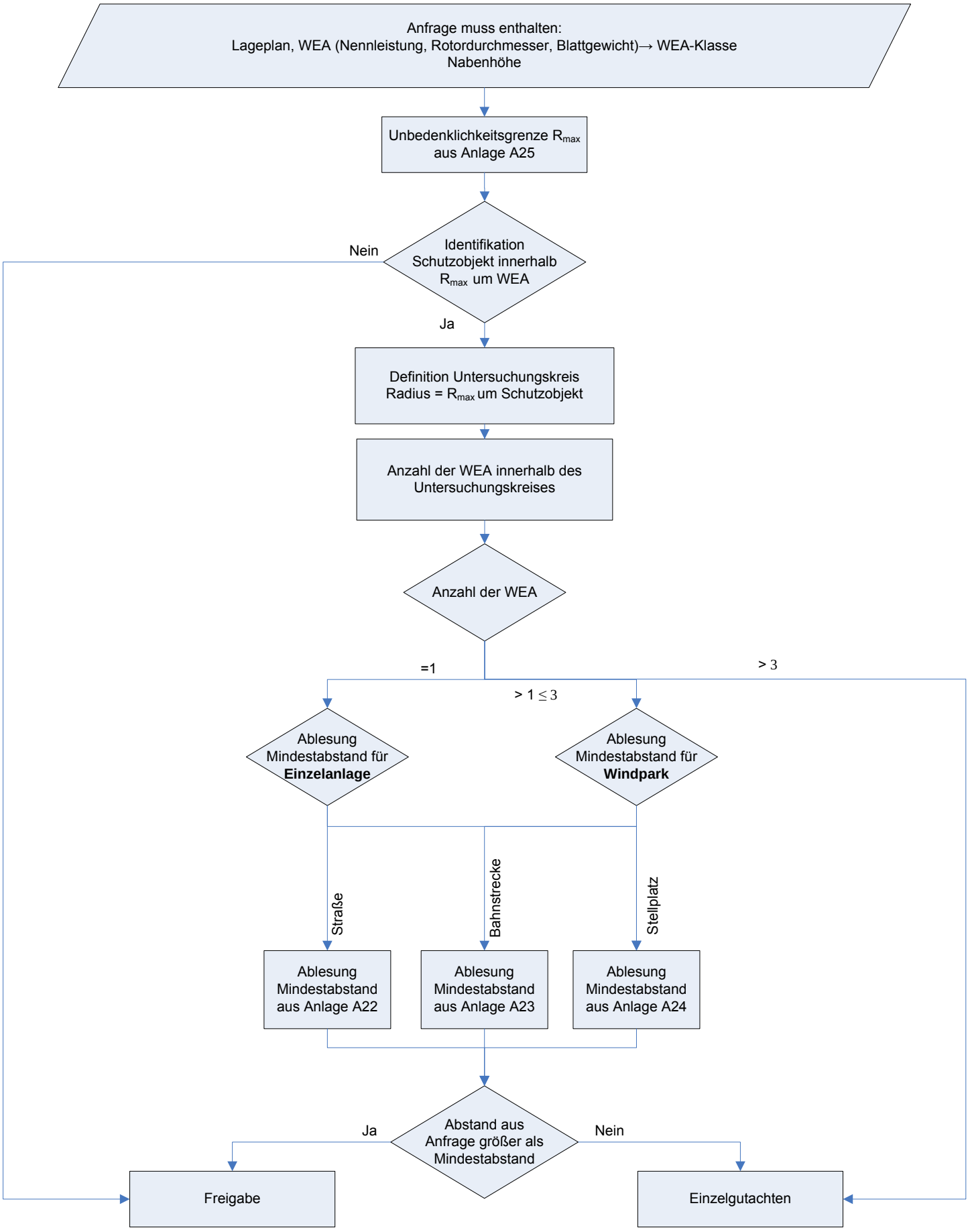
G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A21.2_Min_Zsfg_Biogas_3Beh.docx

77919

Anlage

A 22 Mindestabstände zu Straßen geringer Ordnung

Diverse Schutzobjekte
Ablaufschema für Ermittlung des Mindestabstandes



Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Straße**

Abmessungen: **RQ 10.5**

Fahrbahnbreite 7,5 m

Bemerkungen: **DTV = 7.000 Fahrzeuge/Tag**

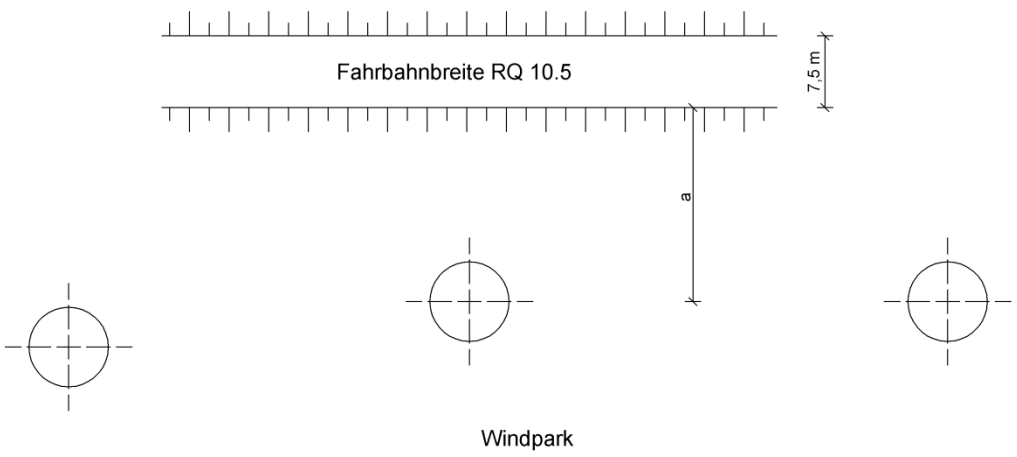
Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	240 / 200	240 / 230	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	245 / 215	285 / 285	290 / 285	290 / 285	- / -
H ≤ 100	245 / 215	310 / 305	310 / 305	325 / 315	335 / 330
H ≤ 120	- / -	330 / 315	335 / 315	345 / 340	360 / 355
H ≤ 150	- / -	350 / 325	355 / 325	375 / 370	375 / 370
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	385 / 380	400 / 400

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A22_Min_Zsfg_Strasse.docx

77919

Veenker Ingenieure

Anlage

A 23 Mindestabstände zu Bahnstrecken

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Bahnstrecke**

Abmessungen: **2-gleisig, Achsabstand 4 m**

Regelraumprofil 10,4 m

Bemerkungen: **Mittlere Zuglänge ⩽ 200 m**

Fahrgeschwindigkeit ⩾ 70 km/h, jedoch ⩽ 140 km/h

100 Personenzüge pro Tag

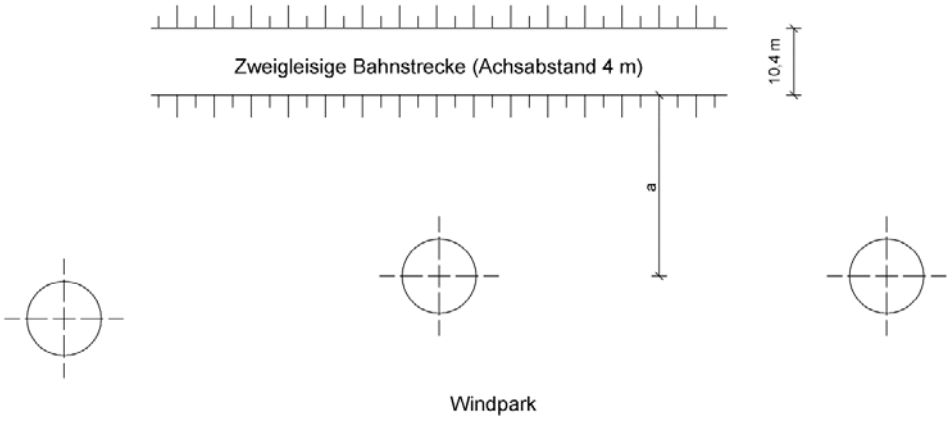
Zul. Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	120 / 115	145 / 140	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	125 / 120	165 / 160	165 / 160	165 / 160	- / -
H ≤ 100	125 / 120	170 / 165	170 / 165	200 / 195	220 / 215
H ≤ 120	- / -	180 / 175	180 / 175	210 / 205	240 / 225
H ≤ 150	- / -	185 / 180	185 / 180	260 / 250	260 / 250
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	260 / 250	260 / 250

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A23_Min_Zsfg_Bahn.docx

77919

Veenker
Ingenieure

Anlage

A 24 Mindestabstände zu Stellplätzen

Veenker

Mindestabstand zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Stellplätze**

Abmessungen: **9.800 m² (140 m x 70 m)**

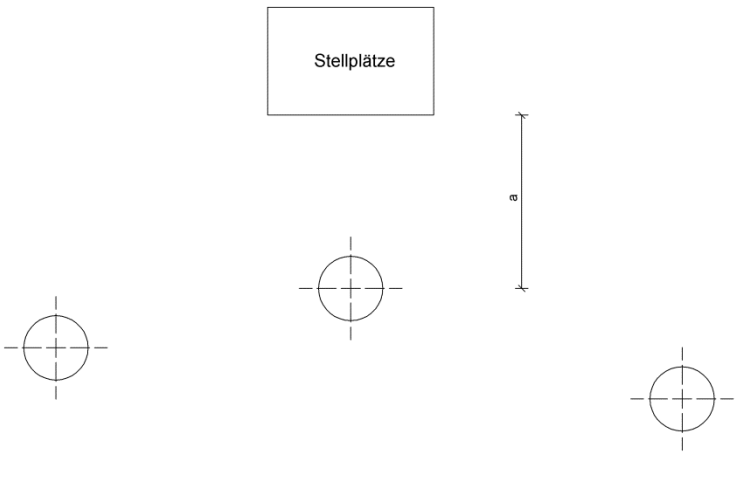
Bemerkungen: **Belegung von 450 Personen mit einer mittleren Verweildauer von 220 Stunden über ein Jahr kontinuierlich verteilt**

Zul Pf = 10^{-6} Ereignisse/Jahr

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA					
H ≤ 60	475 / 460	620 / 490	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	485 / 465	645 / 495	645 / 495	670 / 495	- / -
H ≤ 100	485 / 465	660 / 535	660 / 535	755 / 535	755 / 535
H ≤ 120	- / -	670 / 535	670 / 535	770 / 535	770 / 535
H ≤ 150	- / -	680 / 545	680 / 545	790 / 545	790 / 545
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	790 / 545	795 / 545

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A24_Min_Zs fg_Stellplatz.docx

77919

Veenker
Ingenieure

Anlage

A 25 Unbedenklichkeitsgrenze

Veenker

Unbedenklichkeitsgrenze des Abstandes zur Windenergieanlage

Schutzobjekt: **Alle Schutzobjekte**

Abmessungen: **Beliebig**

Bemerkungen: **Maximale praktische Wurfweite zzgl. Zuschlag. Ein Aufprall von abgeworfenen Teilen in größeren Entfernungen ist probabilistisch irrelevant.**

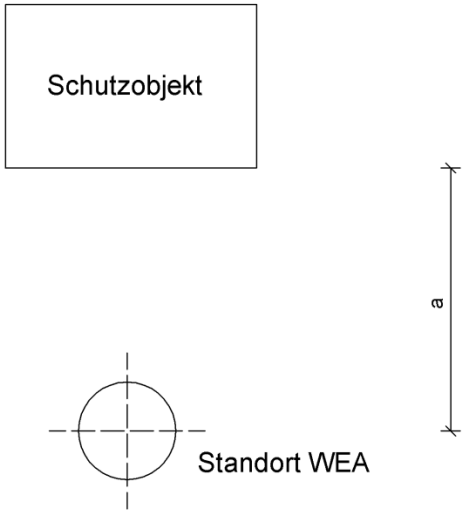
Zul Pf = 10^{-7} Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

Mindestabstand a [m] für Windenergieanlagen der Klasse					
Nabenhöhe H in [m]	**Klasse 1** 40m ≤ RD ‹ 65m Masse RB ‹ 15t (0,5MW ‹ P ‹ 1,5MW)*	**Klasse 2** 65m ≤ RD ‹ 100m Masse RB ‹ 15t (1,5MW ≤ P ‹ 3,0MW)*	**Klasse 3** 100m ≤ RD ‹ 120m Masse RB ‹ 15t (3,0MW ≤ P ‹ 4,5MW)*	**Klasse 4** 120 m ≤ RD ‹140m 15t ≤ Masse RB ‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*	**Klasse 5** 140m ≤ RD ‹ 160m 15t ≤ Masse RB‹25t (4,5MW ≤ P ‹ 8,0MW)*
Einzelne WEA					
H ≤ 60	520	680	- / -	- / -	- / -
H ≤ 80	530	690	690	715	- / -
H ≤ 100	540	700	700	825	895
H ≤ 120	- / -	715	715	840	910
H ≤ 150	- / -	725	730	995	995
H ≤ 170	- / -	- / -	- / -	995	995

*Die Leistung P ist eine Hilfsgröße und nur dann zu verwenden, wenn andere Parameter nicht bekannt sind.

Skizze zur Erläuterung:



G:\2019\77919\06_Bearbeitung\04_Ergebnisse\01_Tabellen_Rev09\A25_Unbedenklichkeitsgrenze.docx

77919