

Windenergieanlagen: Planungsablauf am Beispiel einer Anlage mit Savoniusrotor

Durch die finanzielle Förderung von Windenergieanlagen (WEA) als politisch gewünschte regenerative Energiequelle und die damit einhergehende technische Fortentwicklung hat die Windenergie eine große Bedeutung bei der Stromversorgung gewonnen. Aufgrund ihrer landschaftsprägenden Dimension spielt bei der Planung von WEA die Genehmigungsfähigkeit eine bedeutende Rolle. In diesen Themenkreis fällt auch die statische (und damit wirtschaftliche) Optimierung solcher Anlagen im Sinne einer möglichst hohen Ausnutzung der Baumaterialien. Da ein Großteil der WEA in Kleinserien hergestellt wird, ist eine Zertifizierung oder Typenprüfung vorteilhaft. Anhand einer WEA mit „Savoniusrotor“ werden die Vorgehensweise bei der statischen Bemessung aufgezeigt und die wichtigsten Lastannahmen getroffen, ergänzt durch einen Ausblick auf die erforderlichen Nachweise.

Wind power plants: Planning procedure using the example of a system with savonius rotor. *Wind energy gained in importance for electric power supply due to financial incentives for wind turbine generators (WTG) as politically favoured renewable energy source and the related technical further development. Building a relevant landscape element, the approvability of the structure plays a decisive role in planning and design of WTG. Another topic is the structural (and the related economical) optimisation of the plants in terms of most effective exploitation of the building material. As most of the WTG are fabricated in small batch series, certification or type testing is advantageous. Using the example of a WTG with savonius rotor, the proceeding of the structural analysis is shown including the most important load assumptions and an outlook on the required verifications.*

1 Überblick der Windenergieanlagen (WEA)

1.1 Bauarten

Einflüsse wie die durchschnittliche Windgeschwindigkeit am Aufstellort, die Kosten für Transport und Montage und die gewünschte Rotordrehzahl haben zur Herausbildung folgender WEA-Grundtypen geführt (s. Bilder 1 und 2):

a) Auftrieb nutzende Systeme (Flügelquerschnitt geformt wie Flugzeugtragflächen)

- horizontal ausgerichtete Systeme: Luv-Anordnung (Flügel in Windrichtung vor dem Turm), Lee-Anordnung (Flügel in Windrichtung hinter dem Turm)
- vertikal ausgerichtete Systeme

b) Widerstand nutzende Systeme

- vertikal ausgerichtete Systeme

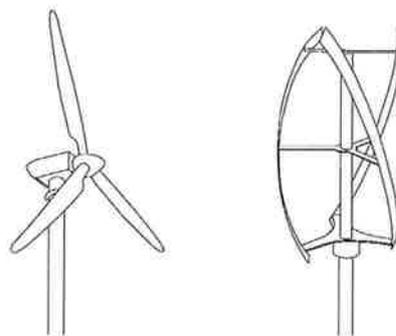


Bild 1. Auftrieb nutzende Systeme (links: horizontal ausgerichtet, rechts: vertikal ausgerichtet)

Fig. 1. Systems using bouyancy (left: horizontal orientation, right: vertical orientation)

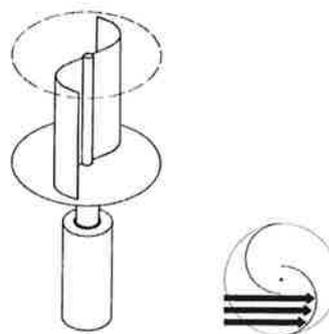


Bild 2. Prinzip des Savoniusrotors [4] (Widerstand nutzendes System)

Fig. 2. Principle of the savonius rotor [4] (system using resistance)

Alle netzeinspeisenden WEA-Typen bestehen aus folgenden wesentlichen Komponenten:

- Rotor mit Rotorblättern, aerodynamischer Bremse und Nabe
- Triebstrang mit Rotorwelle, -lagern, mechanischer Bremse, Getriebe und Generator
- Gondel mit mechanischer, hydraulischer oder elektrischer Windrichtungsnachführung (außer bei vertikaler Ausrichtung)
- elektrische Komponenten für Steuerung und Netzaufschaltung, mit Abschaltautomatik als Überlastungsschutz bei zu großen Windgeschwindigkeiten
- Blitzschutzanlage
- Turm und Gründung

Die Abschaltung der Anlagen mit Rotorblättern erfolgt bei pitchgeregelten Konstruktionen durch Drehen der Blätter des Rotors in „Segelstellung“, also Herausnahme der Blattneigung „aus dem Wind“, oder alternativ, indem der Rotor aus dem Wind gedreht und anschließend festgestellt wird. Die Rotorblätter stallgeregelter Anlagen sind so konstruiert, dass die Strömung bei zu starkem Wind abreißt. Neuere Anlagen besitzen eine Sturmregelung, die einen reduzierten Betrieb der Anlage durch Regulierung der Rotorblätter auch bei hohen Windgeschwindigkeiten zulässt. Vertikal ausgerichtete Anlagen regeln die Drehzahl bauartbedingt selbsttätig und benötigen deshalb in der Regel keine Sturm-sicherung [1].

Der im Rahmen dieser Ausarbeitung näher betrachtete Anlagentyp mit Savoniusrotor weist gegenüber den übrigen Bauarten folgende Vor- und Nachteile auf:

Vorteile:

- Stromerzeugung aufgrund des geringen Anlaufwiderstands bereits bei geringen Windgeschwindigkeiten
- Rotor läuft langsam und leise
- Rotorfläche kann als Werbeträger genutzt werden, insbesondere bei Verwendung eines Diffusers
- System ist windrichtungsunabhängig
- Rotationskraft wirkt gleichmäßig, System läuft verschleißarm
- Windturbulenzen haben nur geringen Einfluss auf den Energieertrag, so dass auch schwierige Strömungsverhältnisse hinter Gebäuden, in Tunneln oder in Tälern genutzt werden können

Nachteile:

- relativ geringer Wirkungsgrad, da sich ein Teil des Rotors immer im ungünstigen Windeinflussbereich befindet
- mechanische Drehzahlbegrenzung erforderlich, da sich die Drehzahl nicht durch Verstellen des Rotors regeln lässt.

1.2 Turmkonstruktionen

Der Turm muss die statischen und dynamischen Beanspruchungen infolge Eigenlast und Wind dauerhaft aufnehmen und in die Gründung ableiten, ohne dass es unter Wechsellasten zu Ermüdungsversagen kommt. Eine Übersicht der Schwingungsfreiheitsgrade einer WEA ist in Bild 3 dargestellt.

Konstruktiv wird zwischen weicher und steifer Turmauslegung unterschieden. Bei steifen Türmen ist die schwingungsanregende Rotordrehzahl (Umlauffrequenz n) kleiner als die erste Biegeeigenfrequenz der Konstruktion. Die weniger material- und damit kostenaufwendigen weichen Türme sind durch eine Umlauffrequenz oberhalb der 1. Biegeeigenfrequenz des Turms gekennzeichnet.

Türme von WEA werden aus Gründen der Montagevereinfachung meist in Stahlbauweise ausgeführt. Zudem können diese wegen ihres gut kontrollierbaren Schwingungsverhaltens weich ausgelegt werden. Die Turmform ist meist zylindrisch, einige Anlagen werden mit konischem, sich dem Kräfteverlauf entsprechend nach unten verdickendem Turm errichtet. Ausführungen als stählerne Gittertürme (räumliche Fachwerke) bieten zwar den Vorteil

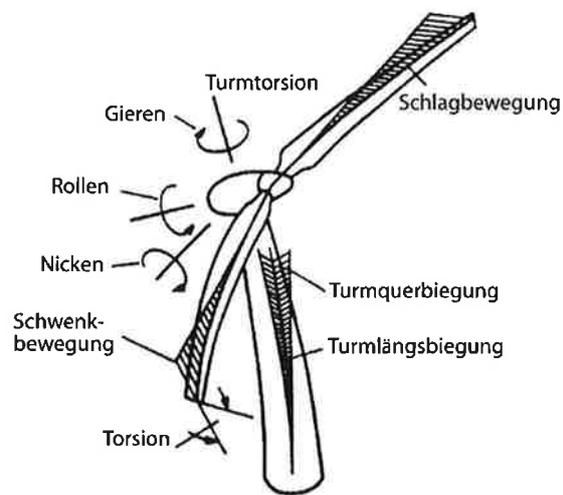


Bild 3. Übersicht der Schwingungsfreiheitsgrade einer WEA [4]
Fig. 3. Overview of degrees of freedom of oscillation of a WTG [4]

eines relativ geringen Eigengewichts und einer verminderten Windangriffsfläche, werden jedoch wegen der gegenüber röhrenförmigen Standardtürmen relativ hohen Lohnkosten und mangelnder optischer Gefälligkeit in Deutschland kaum noch aufgestellt [1].

Stahlbeton- oder Spannbetontürme werden in Ortbetonbauweise hergestellt oder aus Fertigteilen errichtet. Die Türme besonders großer Anlagen werden meist örtlich aus Beton erstellt, wenn eine Vorfertigung in Stahl an den Größenbeschränkungen des Straßentransports scheitert. Um die gewichtsbedingten Nachteile reiner Betonkonstruktionen bei Transport und Montage auszugleichen, finden bei mittleren Anlagen Hybrid-Türme mit Betonsockel und Stahlrohrsegment-Turm Anwendung.

1.3 Baugrund und Gründung

Anhand einer Baugrunduntersuchung ist die geeignete Gründungsart festzulegen, die Rücksicht nimmt auf Verformungen von Bauwerk und Baugrund einschließlich Grundwasserverhältnissen sowie Auswirkungen auf etwaige Nachbarbebauungen. Erste Anhaltspunkte potentieller Baugrundstörungen wie Tagebrüche oder ehemalige Gewässer können topographische Karten bieten. Genauere Informationen enthalten geo-thematische Karten mit Angaben zu Bodentypen, Grundwasserstand und Schichtenverlauf des Untergrunds bis 2 m unter Geländeoberkante. An die Vorabprüfung sollten sich Baugrundaufschlüsse mittels Bohrungen anschließen. Der zugehörige geotechnische Bericht sollte eine umfassende Beschreibung der Felderkundung, eine Beschreibung der durchgeführten Labor- und Feldversuche sowie die Darstellung der Untersuchungsergebnisse enthalten. Besonders wichtig ist die Bewertung der Untersuchungen im Hinblick auf die geplante WEA mit konkreten Folgerungen und Empfehlungen zur Gründungsart und Baugrubenerstellung.

Für die hier betrachteten WEA an Land kommen in der Regel Stahlbeton-Blockfundamente zum Einsatz. Da die Höhe der WEA aus Gründen der Wirtschaftlichkeit stetig zunimmt und freie Grundstücksflächen mit guten

Baugrundverhältnissen rar sind, sind immer häufiger aufwendige Gründungen, beispielsweise Pfahlgründungen, erforderlich. In Abstimmung mit dem Baugrundgutachter ist es bei schlechtem Baugrund mancherorts möglich, durch eine Bodenverbesserung oder einen Bodenaustausch letztendlich eine kostensparende Flachgründung zu realisieren.

1.4 Montage

Nach der Errichtung der Zufahrt zur Anlage, der elektrischen Schaltanlage mit Übergabestation und der Gründung wird der Turm montiert. Die Montagezeit eines Stahlturms von einigen Tagen ist gegenüber der Errichtungsdauer für Betontürme von mehreren Wochen relativ kurz. Auf dem Turm wird dann – meist innerhalb eines Tages – die Gondel montiert, an die der Rotor mit Nabe und Blättern angeflanscht wird. Dabei werden entweder die Blätter vormontiert und zusammen mit der Nabe in einem Stück eingebaut oder die Blätter an der bereits mit der Gondel verbundenen Nabe befestigt. Die Montage erfolgt bis zu einer Höhe der WEA von 200 m mit Hilfe von mobilen Krananlagen. Ist die Baustelle für Mobilkrane schwer zugänglich oder will man das Risiko witterungsbedingter Ausfallzeiten verringern, kommt der Einsatz eines Montagegerüsts und zweier am Boden befindlicher Winden in Frage. Alternativ können kleine Anlagen mit Hubschraubern montiert werden, wobei das Gewicht der Einzelsegmente der WEA auf ca. 6 t zu beschränken ist [1].

2 Schematischer Ablauf von Planung, Errichtung und Betrieb einer WEA

1. Standortwahl
 - Standortuntersuchungen: Windverhältnisse, Bebaubarkeit, Infrastruktur, Netzanschluss
 - Grundstück: Kauf oder Pacht, Baugrundbeschaffenheit
2. Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen/Finanzierungsplanung
 - Kosten: Anschaffungskosten unter Berücksichtigung öffentlicher Investitionskostenzuschüsse/Förderungen, Kosten für Ausgleichsmaßnahmen, Betriebskosten, Reparatur- und Wartungskosten, Versicherungskosten
 - Finanzierung: Finanzierungsbedarf, Kapitaldienst
 - Gewinn: Einspeisevergütung, Steuervorteile
3. Wahl einer WEA-Bauart
 - Anlagentechnik: Auswahl der Generatoren- und Getriebeart
 - Anlagengröße: Bestimmung der Nabenhöhe und des Rotordurchmessers
4. Genehmigung
 - bei angestrebter Serienfertigung: Typenprüfung/Zertifizierung
 - Umweltverträglichkeitsprüfung
 - Bauantrag, dazu statische Nachweise
5. Errichtung
6. Betriebsprüfung/Abnahmen
7. Betrieb mit wiederkehrenden Prüfungen
8. Betriebsende
 - Rückbau oder
 - Repowering (Nutzung vorhandener Anlagenteile für eine neue WEA) [2]

3 Erforderliche Genehmigungen

3.1 Typenprüfung und Zertifizierung der Anlagen und Hersteller

Um nicht in jedem Einzelfall eine individuelle Prüfung zu benötigen, werden WEA üblicherweise einer national gültigen Typenprüfung oder einer im Europäischen Wirtschaftsraum und der Türkei gültigen Zertifizierung unterzogen. Im Rahmen von Typenprüfungen und Zertifizierungen wird durch unabhängige Institutionen wie den Technischen Überwachungsverein TÜV (TÜV Nord System Tec GmbH & Co. KG, TÜV Industrie Service GmbH), das Deutsche Institut für Bautechnik DIBt oder den Germanischen Lloyd (Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH) überprüft, ob das Erzeugnis und Herstellverfahren den einschlägigen Normen und Richtlinien genügt. Typenprüfungen und Zertifizierungen ersetzen nicht die baurechtlichen Genehmigungen und berühren nicht die Pflicht zur individuellen Bauüberwachung.

Die Typenprüfung und Zertifizierung der Anlagen und Hersteller erfolgen durch Vergleich der Simulationsberechnung des Herstellers mit eigenen Berechnungen und/oder Prototypentests der Prüf- bzw. Zertifizierungsstelle. Auf diese Weise werden im Rahmen einer Typenprüfung Gutachten und Nachweise für das Bauwerk und dessen Bauteile, die sicherheitstechnische Ausrüstung der Anlage für das Maschinenhaus und den Rotor, zum Umweltschutz sowie die Betriebsanweisungen für den Betreiber geprüft. In diesem Zuge werden Geräuschmessungen und Untersuchungen zum Schwingungsverhalten durchgeführt und das Servicekonzept untersucht. Bei einer Zertifizierung werden darüber hinaus Fragen der Werthaltigkeit untersucht und Standortbewertungen und Ertragsprognosen erstellt. Die Prozedur lässt sich in folgende Schritte unterteilen:

- Prüfung der Konstruktionsgrundlagen und der Herstellung mit Erstellung des Betriebsführungs- und Sicherheitskonzepts sowie Treffen der Lastannahmen und Lastberechnungen unter Verwendung stochastischer Windfelder für aero-elastische Simulationen
- Untersuchung aller Anlagenkomponenten mit statischem Rotorblatttest und Überprüfung der Handbücher, Prozeduren beim Betrieb, der Unterlagen zum Transport, der Aufstellungsanleitungen und der Anleitungen zur Inbetriebnahme und zur Wartung
- Bewertung des Qualitätsmanagements des Herstellers
- Prototypentests mit Optimierung der Betriebsführung, der Leistung, der Geräuschentwicklung und Netzverträglichkeit und Kontrolle der Sicherheits- und Betriebsführungssysteme
- Bauüberwachung, Inbetriebnahme und wiederkehrende Prüfungen

Einen Überblick der wichtigsten einzuhaltenden Vorschriften für eine erfolgreiche Zertifizierung bzw. Typenprüfung bietet der IEC 61400 [12]:

- Teil 1 Auslegungsanforderungen
- Teil 2 Sicherheit kleiner Windenergieanlagen
- Teil 3 Auslegungsanforderungen für Off-Shore-Windturbinen
- Teil 11 Schallmessverfahren
- Teil 12 Windkraftanlagen: Leistungstest
- Teil 13 Mechanische Lasten

- Teil 14 Grenzwerte der Lärmpegel- und Tonwerte
- Teil 21 Messung und Bewertung der Netzverträglichkeit von netzgekoppelten Windenergieanlagen
- Teil 22 Konformitätsprüfung und Zertifizierung von Windenergieanlagen
- Teil 24 Blitzschutz
- Teil 25 Kommunikation für die Überwachung und Steuerung von Windenergieanlagen

Im Rahmen einer Zertifizierung ist zudem auf die Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen des Germanischen Lloyd [23] abzustellen, die sich vorrangig mit Auslegungs- und Nachweisverfahren für die Komponenten von WEA befasst. Hinsichtlich des Vorgehens beim Entwurf und bei der Zertifizierung einer WEA leistet die Richtlinie „Guidelines for Design of Wind Turbines“ [24] gute Dienste. In Deutschland sind außerdem länderspezifische Vorschriften zu beachten, so beispielsweise für die Bemessung von Turm und Gründung die Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung [25] des DIBt.

3.2 Baugenehmigung

WEA werden in Deutschland als Bauwerke eingestuft und unterliegen deshalb der Baugenehmigungspflicht. Zuständig für deren Erteilung ist die Gemeinde, in der die WEA errichtet werden soll. Die zuständige Behörde prüft unter anderem die Einhaltung folgender Vorschriften:

- Baugesetzbuch BauGB [7] mit Baunutzungsverordnung BauNVO (z. B. Abstände, Zuwegung)
- Luftverkehrsgesetz LuftVG (z. B. Regelung zum Gefahrenfeuer ab einer Nabenhöhe von 100 m)
- Straßenrecht (z. B. Anbauverbote an Autobahnen, Bundes- und Landstraßen)
- Bundesnaturschutzgesetz BNatSchG (Natur- und Landschaftsschutz)
- Bundesimmissionsschutzgesetz BImSchG [10]
- Landesbauordnungen LBO (Höhenbegrenzung und Abstandsregelungen)
- Raumordnung und Regionalplanung

Gemäß § 1 BauVorIVO [9] sind mit dem Bauantrag folgende Unterlagen einzureichen:

- ausgefüllter Bauantrag mit statistischem Fragebogen
- Übersichtsplan (Maßstab 1 : 1.000 bzw. 1 : 5.000)
- einfacher oder qualifizierter Lageplan mit Standort der Windkraftanlage (Maßstab 1 : 500)
- Bauzeichnungen (Maßstab 1 : 100), bestehend aus Grundriss, Ansichten, mindestens einer Schnittzeichnung
- Baubeschreibung
- Standsicherheitsnachweise für Turm und Fundament, die von einem Prüfenieur geprüft werden (wenn vorhanden, kann eine Typenstatik vorgelegt werden, die im Rahmen des Baugenehmigungsverfahrens nicht geprüft wird)
- bautechnische Nachweise, bestehend aus Brand- und Schallschutznachweisen

Darüber hinaus sind in der Regel vorzulegen [1], [2], [25]:

- Betriebssicherheitsnachweise
- technische Daten wie Modellbezeichnung, Herstellerangabe, Angabe des Rotorblatttyps, Betriebsdaten

- Montageanleitung
- Bedienungsanleitung und Wartungspflichtenbuch

Sofern keine Zertifizierung oder Typenprüfung vorliegt, sind zudem in der Regel folgende Einzelnachweise erforderlich:

- Nachweis über die sicherheitstechnische Ausrüstung
- Nachweis redundanter Bremssysteme
- technisches Gutachten für Maschinenhaus und Rotor
- Ergebnisse von Geräuschmessungen
- Angaben zu Abfällen und wassergefährdenden Stoffen (Öl, Schmierstoffe usw.)
- Kartendarstellungen zur Schallimmission, zum Schattenwurf, zur Sichtbarkeit
- Visualisierung der WEA bzw. des Windparks

In Abstimmung mit der Genehmigungsbehörde sind bei größeren WEA (z. B. mit einer Rotorfläche von mehr als 7 m², einer max. Nennleistung über 1 kW oder einer Höhe des Rotormittelpunkts über Gelände von über 7 m) folgende zusätzliche gutachterliche Stellungnahmen erforderlich:

- örtlich auftretende Turbulenz-Intensitäten
- Zulässigkeit von vorgesehenen Abständen zu benachbarten WEA
- Eisabwurf
- Konzept zur Umsetzung der Rückbauverpflichtung
- Lastgutachten (ermittelte Schnittgrößen)
- Maschinengutachten (Nachweise der maschinenbaulichen Komponenten)
- Rotorblatt-Gutachten

3.3 Umweltverträglichkeitsprüfung

Sollen an einem Ort mehr als zwei WEA errichtet werden, deren Einflussbereiche von überschlägig 10 × Anlagenhöhe sich überschneiden, so ist diese Gruppe von Anlagen unabhängig von der Betreiberanzahl als „Windpark“ bzw. „Windfarm“ einzustufen. Solche Anlagengruppen und Anlagen mit einer Gesamthöhe über 50 m fallen unter die Vorschriften der Richtlinie zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) [26]. Die Voraussetzung für eine UVP sind im Bundesimmissionsschutzgesetz BImSchG [10] geregelt. Für die UVP ist – in Abhängigkeit davon, in welchem Bundesland die Anlage errichtet werden soll – ein staatliches Umweltamt oder die jeweilige Bezirksregierung zuständig. Bei Errichtung von drei bis fünf WEA greift das vereinfachte Verfahren nach § 19 des BImSchG, in dessen Rahmen geprüft wird, ob eine UVP überhaupt notwendig ist. Bei Errichtung von sechs bis 19 Anlagen ist das förmliche Verfahren gemäß § 10 BImSchG mit Öffentlichkeitsbeteiligung, also z. B. Bekanntmachung des Vorhabens in örtlichen Tageszeitungen, durchzuführen. Ab einer Größe von 20 Anlagen besteht generelle Umweltverträglichkeitsprüfungspflicht.

Im Rahmen der UVP werden unter anderem die Gesichtspunkte des Tier- und Pflanzenschutzes, der Schallimmissionen, des Schattenwurfs, des Natur- und Landschaftsschutzes und des Denkmalschutzes untersucht. Hierfür sind Stellungnahmen der zuständigen Behörden einzuholen und vorzulegen.

Bestandteil der zur UVP einzureichenden Unterlagen sind die oben aufgeführten baurechtlichen Prüfungen („Bauantrag“) mit allen zugehörigen Nachweisen.

3.4 Typenprüfung

Die im Rahmen einer Zertifizierung, Umweltverträglichkeitsprüfung oder Bauantragstellung notwendige Statische Berechnung für den Turm und die Gründung kann als Typenprüfung vorgelegt werden. Eine Typenprüfung macht eine Baugenehmigung nicht entbehrlich. Typenprüfungen können jedoch unterschiedliche Varianten von Anlagenhöhen, Rotordurchmessern, Windeinwirkungszonen und Bodenverhältnissen einer WEA behandeln und ermöglichen so eine einfache Anpassung einer WEA an unterschiedliche Aufstellungsbedingungen im Sinne eines „Baukastensystems“. Dadurch können die Planungs- und Genehmigungszeiten deutlich verkürzt werden. Die Aufwendungen für eine Typenprüfung können bereits bei WEA-Kleinserien wirtschaftlich sinnvoll sein, wobei das „Baukastensystem“ in Kombination mit Kostenansätzen für die notwendigen Einzelbauteile frühzeitig recht präzise Kostenprognosen ermöglicht.

Eine statische Typenprüfung bedingt gemäß § 6 BauVorlVO [9] in der Regel folgende Nachweise und Unterlagen:

- Nachweis der Standsicherheit mit zeichnerischer Darstellung des statischen Systems
- Beschaffenheit und die zugrunde gelegte Tragfähigkeit des Baugrunds
- Darstellung der statisch-konstruktiven Einzelheiten in Ausführungszeichnungen

Im Rahmen der Vorlagen zur Typenprüfung sind folgende Normen und Richtlinien anzuwenden:

- IEC 61400: Windenergieanlagen [12]
- DIN 1045-1: Beton, Stahlbeton und Spannbeton [13]
- DIN 1054: Baugrund [14], [19]
- DIN 1055: Einwirkungen auf Tragwerke [15] bis [18]
- DIN 18800: Stahlbauten [20], [21]
- Richtlinie für Windenergieanlagen [25]

Alternativ dürfen anstelle der DIN-Normen auch die entsprechenden bauaufsichtlich eingeführten Eurocodes angewendet werden.

Je nach Umfang der im Rahmen der Typenprüfung untersuchten Varianten von Aufstellorten, Bodenverhältnissen und Abmessungen einer WEA können die Nachweise einen erheblichen Umfang annehmen. Bereits bei Kombination von vier Windlastzonen mit vier unterschiedlichen Gründungsverhältnissen sind 16 Varianten zu untersuchen (vgl. Tabelle 1).

Eine zusätzliche Variation der Anlagenhöhe, z. B. in drei Stufen mit drei unterschiedlichen Rotordurchmes-

Tabelle 1. Variantenmatrix für eine Typenprüfung
Table 1. Matrix of variants for a type test

Windlastzone	zulässige Bodenpressung			
	75 .. 149 [kN/m ²]	150 .. 224 [kN/m ²]	225 .. 299 [kN/m ²]	> 300 [kN/m ²]
1	Variante 1	Variante 5	Variante 9	Variante 13
2	Variante 2	Variante 6	Variante 10	Variante 14
3	Variante 3	Variante 7	Variante 11	Variante 15
4	Variante 4	Variante 8	Variante 12	Variante 16

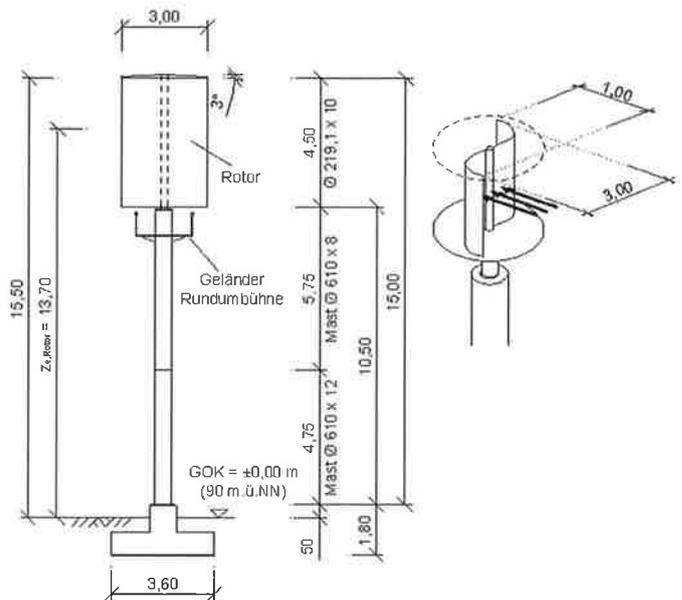


Bild 4. Beispielhafte Anlage mit Savoniusrotor
Fig. 4. Example plant with savonius rotor

sern, erhöht die Anzahl der zu untersuchenden Kombinationsmöglichkeiten auf 144.

Ein erteilter Bescheid über eine Typenprüfung gilt in der Regel maximal fünf Jahre und kann auf Antrag um höchstens fünf weitere Jahre verlängert werden, z. B. § 83 (2) NBauO [3], [8].

4 Lastannahmen und Ausblick auf erforderliche Nachweise für eine Beispiel-WEA

Exemplarisch wird eine WEA mit Savoniusrotor und Stahlbetongründung in Hildesheim betrachtet. Es wird ein Savoniusssystem gewählt, da der Aufstellort in Gebäudenähe und in Tallage aufgrund der am Aufstellort anzu-treffenden Windturbulenzen die Errichtung eines Auftrieb nutzenden Systems nicht zulässt und zudem der Rotor als Werbefläche genutzt werden soll. Der Rotor besteht aus zwei gewölbten, zueinander versetzten Halbschalen, die zwischen zwei horizontalen Scheiben befestigt sind und sich um eine vertikale Achse drehen (vgl. Bild 4). Das Maschinenhaus befindet sich unterhalb des Rotors.

Im Folgenden sind die wichtigsten Randbedingungen zusammengestellt:

- Anlagenhöhe gesamt: 15,5 m über Geländeoberkante
- Rotor: Vertikalachse mit Savoniusrotor $\varnothing = 3,0$ m, Höhe = 4,5 m
- Turm: 10,5 m langer zylinderförmiger Stahlrohrturm (S 235), einfach gestoßen (unten: 610 x 12 mm, Länge 4750 mm, oben: 610 x 8 mm 5750 mm)
- Gründung: Stahlbeton-Blockfundament C 25/30
- Anschluss Turm/Gründung: vergossener T-Flansch auf Gewindestangen
- Eigenfrequenz: $f_0 = 2,32$ Hz (für elastische Einspannung)
- Lebensdauer der Anlage: Entwurfslebensdauer = 20 Jahre

Der Ablauf der Berechnungen und Nachweis ist in Bild 5 dargestellt.

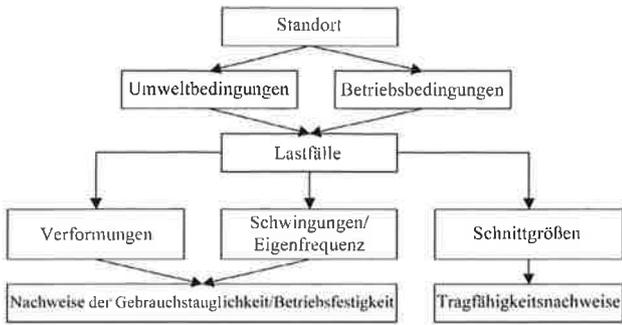


Bild 5. Ablauf der Bemessung einer WEA
Fig. 5. Procedure of the structural analysis of a WTG

4.1 Lastannahmen

Die Anlage wird nach der DIBt-Richtlinie [25] und dabei ausschließlich für Windbeanspruchung nach dem genaueren Verfahren zur Ermittlung des Böenreaktionsfaktors gemäß DIN 1055-4 [16] Anhang C mit statischer Ersatzlast und dynamischem Beiwert bemessen und nachgewiesen. Die Einwirkungskombinationen werden aus [25] in Abhängigkeit von der Auftretswahrscheinlichkeit anhand der möglichen Betriebsbedingungen gemäß [25] Tab. 1 ermittelt und mit den Teilsicherheitsbeiwerten nach [25] Tab. 3 belegt. Dadurch werden die dynamischen Anregungstypen (quasi-ständig aus Rotordrehung bei mittlerem Wind, periodisch aus Massenunwucht/Turmvorstau, regellos aus Windturbulenzen/Erdbeben oder kurzzeitig aus Stoppen der Anlage) berücksichtigt. Die folgenden Darstellungen beschränken sich exemplarisch auf die Windbelastung ohne Betrachtung der Kombination von Wind- und Eislast sowie ohne Einbeziehung des Einflusses benachbarter Bauwerke. Auf die Darstellung der geläufigen Annahmen zu Eigenlasten, Lotabweichungen, Kreiselkräften, Erddruck, Personen-Verkehrslasten, Eislasten und Sohlwasserdruck wird verzichtet.

Windgeschwindigkeit:
 $v_{ref} = 25,0 \text{ m/s}$ Windzone 2 (Hildesheimer Land)

Geschwindigkeitsdruck:
 $q_{ref} = 0,39 \text{ kN/m}^2$ Windzone 2 [5]
 $q_{ref} = v^2 \times \rho / 2$ (mit Luftdichte $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ [25])
 $= 25,0^2 \times 1,225 / 2 \times 10^{-3} = 0,38 \text{ kN/m}^2$

Höhen über Oberkante Gelände:
 Oberkante Rotor: $z_{OKR} = 15,5 \text{ m}$
 Unterkante Rotor: $z_{UKR} = 11,0 \text{ m}$

Bezugshöhen z_e nach DIN 1055-4:
 Geländekategorie II/III (Mischprofil Binnenland), Baukörper überwiegend vertikal
 Rotor: $z_{e,R} = 0,5 + 10,5 + 0,6 \times 4,5 = 13,7 \text{ m}$
 Mast: $z_{e,M} = 0,5 + 0,6 \times 10,5 = 6,8 \text{ m}$
 $z_{e,min} = 7,0 \text{ m}$

Verwendung von Kraftbeiwerten erforderlich, da Abmessungsverhältnis h/d kleiner 5:
 $h/d = 15,0 \text{ m} / 3,04 \text{ m} = 4,93 < 5,0$

Gesamtwindkraft je Abschnitt (da $\ell > 2 \times b$):
 $F_{wj} = c_{fj} \times q_{(zej)} \times A_j$

Statische Ersatzlast F_w gemäß DIN 1055-4 [16] zur Erfassung des Schwingungsverhaltens des Turms nach [25] Abschnitt 8.3.2.

Vorwert Böenstaudruck:
 $q(z) = 1,7 \times q_{ref} \times (z/10)^{0,37}$ für $7 \text{ m} < z \leq 50 \text{ m}$
 (auf sicherer Seite liegend Maximalwert jedes Abschnitts ohne Variation über die Höhe)
 Abschnitt Mast: $z_{max,M} = 10,5 + 0,5 = 11,0 \text{ m}$
 $q(z = 11,0 \text{ m}) = 1,7 \times 0,38 \times (11,0/10)^{0,37} = 0,67 \text{ kN/m}^2$
 Abschnitt Rotor: $z_{max,R} = 11,0 + 4,5 = 15,5 \text{ m}$
 $q(z = 15,5 \text{ m}) = 1,7 \times 0,38 \times (15,5/10)^{0,37} = 0,76 \text{ kN/m}^2$

Vorwert mittlere Windgeschwindigkeit nach DIN 1055-4 [16] Tabelle B.3:

$v_m = 0,79 \times v_{ref}$ für $z < 7,0 \text{ m}$
 $v_m = 0,86 \times v_{ref} \times (z/10)^{0,25}$ für $7 \text{ m} < z \leq 50 \text{ m}$
 Rotor: $z_{e,R} = 13,7 \text{ m}$ über OKG
 $v_m(z = 13,7 \text{ m}) = 0,86 \times 25,0 \times (13,7/10)^{0,25} = 23,3 \text{ m/s}$
 Mast: $z_{e,M} = 6,8 \text{ m}$ über OKG
 $v_m(z = 6,8 \text{ m}) = 0,79 \times 25,0 = 19,8 \text{ m/s}$

Turbulenzintensität des Rotors nach DIN 1055-4 [16] Tabelle B.3:

$I_v = 0,22 \times (z/10)^{-0,25}$ für $7 \text{ m} < z \leq 50 \text{ m}$
 $I_v(z = 13,7 \text{ m}) = 0,22 \times (13,7/10)^{-0,25} = 20 \% > 18 \%$, entsprechend Turbulenzkategorie A nach DIN EN 61400-1 [12]

Vorwert Grundeigenfrequenz nach DIN 1055-4 [16] Anhang F (Abschätzung für Türme ohne Masse am Kopf):

$n_{1,x} = n_{1,y} = 46/h$ (1. Eigenfrequenz)
 $n_{1,x} = n_{1,y} = 46/15,0 \text{ m} = 3,0667 \text{ Hz}$

Die genaue, EDV-gestützte Ermittlung, kontrolliert durch Nachrechnung mit der Grundfrequenzformel aus [6] Kapitel 4.8.2.1 ergibt folgende Werte:

Grundeigenfrequenz – Eigenfrequenz der 1. Eigenform:
 $n_{1,x} = n_{1,y} = 2,32 \text{ Hz}$
 Eigenfrequenz der 2. Eigenform:
 $n_{2,x} = n_{2,y} = 11,50 \text{ Hz}$

Erwartungswert v_E der Frequenz der Böenreaktion des Tragwerks, zur Vereinfachung für nur zwei Abschnitte (Rotor und Mast) ermittelt:

$$v_{E,0} = \frac{v_{m(ze)}}{L_{i(ze)}} \times \frac{1}{1,11 \times S^{0,615}}$$

Ermittlung der Vorwerte für v_E :
 Exponent nach [16] Tabelle C.1: $\epsilon = 0,37$

Integrallängenmaß der Turbulenz, [16] Bild C.3:

$$L_{i(z)} = 300 \times (z/300)^\epsilon$$

$$= 300 \times (13,7/300)^{0,37} = 96 \text{ m}$$

$$S = 0,46 \times \left[\frac{b+h}{L_{i(ze)}} \right] + 10,58 \times \left[\frac{\sqrt{b+h}}{L_{i(ze)}} \right]$$

$$= 46 \times \left[\frac{3,04 + 4,5}{96} \right] + 10,58 \times \left[\frac{\sqrt{3,04 + 4,5}}{96} \right] = 0,34$$

mit b und h nach DIN 1055-4 Bild C.1

erwartete Frequenz der Böenreaktion bei quasistatischem Tragverhalten (starrer Körper):

$$v_{E,0} = \frac{23,3}{96} \times \frac{1}{1,11 \times 0,34^{0,615}} = 0,425 \text{ Hz}$$

Böengrundanteil der Böenreaktion Q_0 :

$$Q_0^2 = \frac{1}{1 + 0,9 \times \left(\frac{b+h}{L_{i(ze)}} \right)^{0,63}}$$

$$= \frac{1}{1 + 0,9 \times \left(\frac{3,04 + 4,5}{96} \right)^{0,63}} = 0,847$$

logarithmisches Dekrement der Strukturdämpfung:

$$\delta_s = a_1 \times n_{1,x} + b_1 \geq \delta_{\min}$$

$$= 0,045 \times 2,32 + 0$$

$$= 0,104 \geq 0,05 \quad \text{nach [16] Tafel F.2}$$

Masse je Längeneinheit (da die größte Masse/m am Rotor auftritt; hier aus Eigenlast Rotor + 75 % Eislast ermittelt):

$$m_{1,x} = (8,0 + 0,75 \times 6,5) / 4,5 \text{ m} = 2,87 \text{ kN/m} = 287 \text{ kg/m}$$

logarithmisches Dekrement der aerodynamischen Dämpfung ($c_{f,0}$ nach s. u.):

$$\delta_a = \frac{\rho \times b \times c_f}{2 \times n_{1,x} \times m_{1,x}} \times v_{m(ze)}$$

$$= \frac{1,225 \times 3,04 \times 2,02}{2 \times 2,32 \times 287} \times 23,3 = 0,132$$

$\delta_d = 0$ (keine besonderen Dämpfungsmaßnahmen)

logarithmisches Dämpfungsdekrement für Schwingungen nach [16] Anhang F (Abklingverhalten der Schwingung):

$$\delta = \delta_s + \delta_a + \delta_d$$

$$= 0,104 + 0,132 + 0 = 0,236$$

bezogene Frequenz $N_{1,x}$ zur Analyse der spektralen Dichtefunktion des Böenereignisses R_N :

$$N_{1,x} = \frac{n_{1,x} \times L_{i(ze)}}{v_{m(ze)}}$$

$$= \frac{2,32 \times 96}{23,3} = 9,56$$

spektrale Dichtefunktion nach [16] Bild C.5:

$$R_N = 0,0309$$

Frequenzverhältnis zur Ermittlung der aerodynamischen Übertragungsfunktion R_h :

$$\eta_{Rh} = \frac{4,6 \times N_{1,x} \times h}{L_{i(ze)}}$$

$$= \frac{4,6 \times 9,56 \times 4,5}{96} = 2,06 > 0$$

Frequenzverhältnis zur Ermittlung der aerodynamischen Übertragungsfunktion R_b :

$$\eta_{Rb} = \frac{4,6 \times N_{1,x} \times b}{L_{i(ze)}}$$

$$= \frac{4,6 \times 9,56 \times 3,0}{96} = 1,37 > 0$$

aerodynamische Übertragungsfunktion in Horizontalrichtung:

$$R_h = \frac{1}{\eta_{Rh}} - \frac{1}{2 \times \eta_{Rh}^2} \times (1 - e^{-2 \times \eta_{Rh}})$$

$$= \frac{1}{2,06} - \frac{1}{2 \times 2,06^2} \times (1 - e^{-2 \times 2,06}) = 0,370$$

aerodynamische Übertragungsfunktion in Vertikalrichtung:

$$R_b = \frac{1}{\eta_{Rb}} - \frac{1}{2 \times \eta_{Rb}^2} \times (1 - e^{-2 \times \eta_{Rb}})$$

$$= \frac{1}{1,37} - \frac{1}{2 \times 1,37^2} \times (1 - e^{-2 \times 1,37}) = 0,481$$

Resonanzanteil der Böenreaktion:

$$R_x^2 = \frac{\pi^2}{2 \times \delta} \times R_N \times R_h \times R_b$$

$$= \frac{\pi^2}{2 \times 0,236} \times 0,0309 \times 0,370 \times 0,481 = 0,115$$

Erwartungswert der Frequenz der Böenreaktion:

$$v_E = \sqrt{\frac{v_{E,0}^2 \times Q_0^2 + n_{1,x}^2 \times R_x^2}{Q_0^2 + R_x^2}}$$

$$= \sqrt{\frac{0,425^2 \times 0,847 + 2,32^2 \times 0,115}{0,847 + 0,115}} = 0,892 \text{ Hz}$$

Vorwerte für Böenreaktionsfaktor G gemäß [16] Anhang C:

Mittlungszeitraum für die Bezugsgeschwindigkeit:

$$t = 10 \text{ min} = 600 \text{ s}$$

$$v_E \times t = 0,892 \times 600 = 535,2$$

$$g = 3,714 \quad \text{Spitzenfaktor nach [16] Bild C.2}$$

Böenreaktionsfaktor:

$$G = 1 + 2 \times g \times I_{v(ze)} \times \sqrt{(Q_0^2 + R_x^2)}$$

$$= 1 + 2 \times 3,714 \times 0,20 \times \sqrt{(0,847 + 0,115)} = 2,46$$

Statische Ersatzlast für die extreme Windeinwirkung auf den Abschnitt Rotor bei Rotorstellung „rechtwinklig zum Wind“ (gewölbte Rotorflächen gemäß Bild 4 stehen voll im Wind):

Eingangswerte für [16] Bild 15:

$$d/b = 1,0 \text{ m} / 3,04 \text{ m} = 0,33$$

Grundkraftbeiwert eines Rechtecks [16] Bild 15 (ohne Anbauten):

$$c_{f,0} = 2,2$$

Abminderungsfaktor für abgerundete Ecken:

$$\psi_r = 1,0$$

Völligkeitsgrad:

$$\varphi = A/A_c = 1,0$$

Schlankheit:

$$\begin{aligned}\lambda &= \ell/b \text{ oder } 70 && [16] \text{ Tabelle 16} \\ &= 4,5/3,04 = 1,48 \text{ oder } 70 \\ (\text{Nr. 5 da } b_1 &= 3,0 \text{ m} \geq 2,5 \times b \approx 2,5 \times 1,0 \text{ m})\end{aligned}$$

Abminderungsfaktor für Schlankheit:

$$\psi_\lambda = 0,92 \quad [16] \text{ Bild 26}$$

dimensionsloser aerodynamischer Kraftbeiwert:

$$\begin{aligned}c_{fj} &= c_{f,0} \times \psi_r \times \psi_\lambda \\ c_{f,\text{Rotor}} &= 2,2 \times 1,0 \times 0,92 = 2,02\end{aligned}$$

mittlerer Windgeschwindigkeitsdruck für Abschnitt Rotor ($z_{e,R} = 13,7 \text{ m}$ über OKG):

$$\begin{aligned}q_{m(z_j)} &= 0,5 \times \rho \times v_m^2 \\ &= 0,5 \times 1,225 \times 10^{-3} \times 23,3^2 = 0,333 \text{ kN/m}^2\end{aligned}$$

Bezugsfläche des betrachteten Abschnitts:

$$\begin{aligned}A_j &= \ell \times b \\ A_{\text{Rotor}} &= 4,5 \text{ m} \times 3,04 \text{ m} = 13,68 \text{ m}^2\end{aligned}$$

statische Ersatzlast (Wind) für Teilabschnitt Rotor (anzusetzen bei $z_{e,R} = 13,7 \text{ m}$ über OKG):

$$\begin{aligned}F_{w,j} &= G \times c_{fj} \times q_{m(z_j)} \times A_j \\ F_{w,\text{Rotor}} &= 2,46 \times 2,02 \times 0,333 \times 13,68 = 22,7 \text{ kN}\end{aligned}$$

Die Ersatzlast ist nach [16] Abschn. 9.1 (4) zur Berücksichtigung einer Schräganströmung mit einer Ausmitte $e = \text{Baukörperbreite}/10$ anzusetzen.

Auf die Darstellung und Ermittlung der statischen Ersatzlast bei extremer Windeinwirkung auf den Abschnitt „Mast“ wird verzichtet, ebenso auf die angezeigte Überprüfung etwaiger Querschwingungen bei Windangriff auf den Rotor oder den Mast („Fall A“), auf die Betrachtung von Einwirkungen infolge wirbelerregter Querschwingungen aus Fall A und auf die Überprüfung etwaiger Gefährdungen durch wirbelinduzierte Querschwingungen („Fall B“).

4.2 Grenzzustände der Tragfähigkeit

Da die maximale Drehfrequenz (Umlauffrequenz) des Rotors mehr als 5 % unter der ersten Biegefrequenz des Turms liegt und die Durchgangsfrequenz der Rotorblätter mindestens 5 % Abstand zu den Eigenfrequenzen des Turms hat, erfolgt die Schnittgrößenermittlung nicht durch eine gesamt-dynamische Berechnung nach der Elastizitätstheorie, sondern als vereinfachte Berechnung. Dabei werden die extremalen Schnittgrößen aus der gesamt-dynamischen Berechnung der Maschine als Belastung des Turms angesetzt und für Turm sowie Gründung eine quasi-statische Bemessung durchgeführt.

Die für Tragsicherheitsnachweise benötigten Spannungen werden nach der Schalenmembrantheorie berechnet. Im Einzelnen sind dies elastisch-plastische Nachweise für die lokalen Turmwandschnittgrößen und elastisch-elastische Nachweise für die globalen Turmschnittgrößen. Plastische Reserven werden wegen der vorwiegend nicht ruhenden Beanspruchungen nicht genutzt. Die Berechnungen erfolgen nach Theorie II. Ordnung, so dass Nachweise der Sicherheit gegen Stabstabilitätsversagen entbehrlich sind.

Der Beulnachweis für die Turmschale erfolgt nach DIN 18800-4 [21] unter Berücksichtigung der Korrektur für WEA. Alternativ kann der Beulsicherheitsnachweis mittels einer FEM-Analyse erfolgen ([25], Abschn. 10.1.3).

4.3 Grenzzustände der Gebrauchstauglichkeit

Ein Verformungsnachweis ist entbehrlich, da WEA keiner Verformungsbegrenzung unterliegen. Es ist jedoch der Nachweis der Resonanzfreiheit (Eigenfrequenz) zu führen. Wird die erste oder zweite Biegeigenfrequenz beim Hochfahren der Anlage durchlaufen, sind Sondermaßnahmen erforderlich, damit sich das System nicht aufschwingt.

4.4 Nachweis der Betriebsfestigkeit

Bei Stahltürmen von WEA richtet sich der Betriebsfestigkeitsnachweis nach DIN EN 1993-1-1: 2005-07 [22] unter Berücksichtigung der in [25] Abschn. 10.1.4 festgelegten Abweichungen.

Literatur

- [1] *Gasch, R., Twele, J.*: Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. Wiesbaden: B. G. Teubner Verlag/GWV Fachverlage GmbH, 5. Aufl. 2007.
- [2] *Heier, S.*: Windkraftanlagen: Systemauslegung, Netzintegration und Regelung. Wiesbaden: B. G. Teubner Verlag/GWV Fachverlage GmbH, 4. Aufl. 2005.
- [3] *Kandel, D., Müller, W.*: Bauordnungsrecht Niedersachsen: Textsammlung zum Bauordnungsrecht in Niedersachsen sowie ergänzende Bestimmungen des öffentlichen Baurechts. Hannover: Schlütersche Vertragsgesellschaft mbH & Co. KG, 12. Aufl. 2004.
- [4] *Hau, E.*: Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Berlin/Heidelberg: Springer Verlag, 4. Aufl. 2008.
- [5] *Schneider, K.-J., Goris, A.*: Bautabellen für Ingenieure mit Berechnungshinweisen und Beispielen. Neuwied: Werner Verlag, 17. Aufl. 2006.
- [6] *Petersen, Ch.*: Dynamik der Baukonstruktion. Braunschweig/Wiesbaden: Friedr. Vieweg & Sohn, 1. Aufl. 1996.

Gesetze

- [7] Baugesetzbuch (BauGB), Stand 2004.
- [8] Niedersächsische Bauordnung (NBauO) vom 13.07.1995 in der Fassung der Neubekanntmachung vom 10.02.2003.
- [9] Verordnung über Bauantrag und Bauvorlagen im bauaufsichtlichen Genehmigungsverfahren (Bauvorlagenverordnung – BauVorlVO) vom 22.09.1989 zuletzt geändert durch Verordnung vom 06.06.1996.
- [10] Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionschutzgesetz BImSchG), Stand 2002.
- [11] Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (Umweltverträglichkeits-Prüfungs-Gesetz UVPG), Stand 2005.

Normen

- [12] IEC 61400 Windenergieanlagen, Stand 2009 des International Electric Committee, bestehend aus 11 Teilen.
- [13] DIN 1045-1 Tragwerke aus Beton, Stahlbeton und Spannbeton: Teil 1 – Bemessung und Konstruktion, Stand August 2008.

- [14] DIN 1054 Baugrund: Sicherheitsnachweise im Erd- und Grundbau, Stand Januar 2005 mit Berichtigungen von 2005, 2007 und 2008.
- [15] DIN 1055-3 Einwirkungen auf Tragwerke: Nutzlasten für Hochbauten, Stand März 2006.
- [16] DIN 1055-4 Einwirkungen auf Tragwerke: Windlasten, Stand März 2006.
- [17] DIN 1055-5 Einwirkungen auf Tragwerke: Schnee- und Eislasten, Stand Juli 2005.
- [18] DIN 1055-100 Einwirkungen auf Tragwerke: Grundlagen der Tragwerkplanung, Sicherheitskonzept und Bemessungsregeln, Stand März 2001.
- [19] DIN 4017 Baugrund: Berechnungen des Grundbruchwiderstands von Flachgründungen, Stand März 2006.
- [20] DIN 18800-1 Stahlbauten: Bemessung und Konstruktion, Stand November 2008.
- [21] DIN 18800-4 Stahlbauten: Stabilitätsfälle – Schalenbeulen, Stand November 2008.
- [22] DIN EN 1993-1-1: 2005-07: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten: Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln für

den Hochbau (Eurocode 3), Deutsche Fassung, Stand Juli 2005 mit Berichtigung 2006.

Richtlinien

- [23] Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen des Germanischen Lloyd, Stand 2006.
- [24] Guidelines for Design of Wind Turbines des DNV, Stand 1999.
- [25] Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung des DIBt, Schriftenreihe B, Heft 8, Fassung März 2004 mit Berichtigung Dezember 2006.
- [26] Richtlinie für die Umweltverträglichkeitsprüfung der EU (UVP), Stand 1997.

Autoren dieses Beitrages:

Christoph A. Beecken, Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing.
Björn Knull, Bachelor of Engineering,
bow ingenieure gmbh, Breite Straße 15, 38100 Braunschweig
mail@bow-ingenieure.de