Karlsruher Institut für Technologie

Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH

Hochschule Flensburg University of Applied Sciences

Wind Energy Technology Institute

Abschlussbericht des Dissertationsvorhabens

"Entwicklung eines energieeffizienten und nachhaltigen Windenergieanlagenturm-Konzeptes mit Azimutlager am Turmfuß (Profilierter Windenergieanlagenturm)"

Achim Struve

Flensburg, 21.08.2018

Einleitung

Die Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen sowie die CO_2-Emissionen, welche durch den Bau generiert werden, hängen in großem Maße von dem Materialeinsatz, der Fertigungstechnik und dem Transport der Bauteile ab. Der Trend zu stets größeren Nabenhöhen ist auf die dadurch erhöhten Erträge zurückzuführen und besonders für Onshore-Anlagen im Binnenland relevant [1]. Dieser Umstand hat jedoch Folgen für die Turmstruktur: Sie muss, im Falle eines Stahlrohrturmes, immer größere Durchmesser aufweisen, um den enormen Lasten standhalten zu können. Die Turmdurchmesser können nicht beliebig gewählt werden, da die Transporthöhe der einzelnen Turmschüsse über Land durch Brücken- und Tunneldurchfahrten limitiert ist. Eine Realisierung von großen Turmhöhen kann aufgrund dieser Restriktion nur durch eine unwirtschaftliche Vergrößerung der Wandstärke oder durch den Einsatz anderer Turmkonzepte geschehen [2]. Die größere Wandstärke führt außerdem zu einem entsprechend großen Zuwachs an CO_2-Emissionen während der Turmherstellung, da diese linear vom Materialeinsatz abhängen [3]. Alternative Konzepte wären:

- Stahl/Beton Hybridturm
- Vorgespannter Betonturm
- Gitterturm
- Holzturm
- Abgespannter Turm

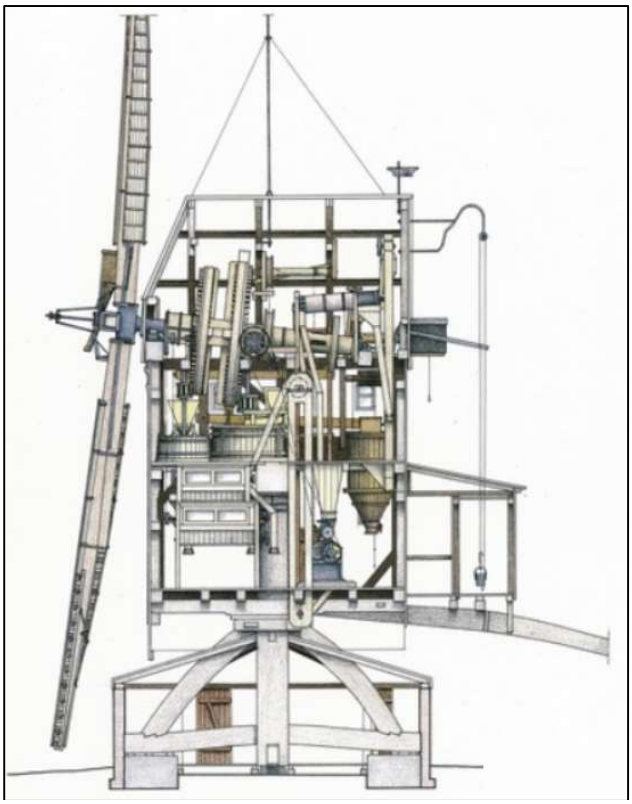

Abbildung 1 Schnittzeichnung einer alten Bockwindmühle aus [8]

Die Vor- und Nachteile dieser Turmkonzepte sind in der einschlägigen Fachliteratur diskutiert; siehe [4][5][6] und [7]. Keines der genannten Konzepte vereint jedoch Wirtschaftlichkeit, Materialeffizienz, gute Transportierbarkeit, einfache Montage und Kompaktheit des benötigten Bauraumes. Aus diesem Grund wird das altbewährte Turmkonzept für Bockmühlen auf moderne Windenergieanlagen angewandt. Diese Bockwindmühlen haben, wie in Abbildung 1 dargestellt, drehbare Türme mit Azimutlager am Turmfuß und richten ihre Tragstruktur passiv nach der Hauptbelastungsrichtung aus.

Das Konzept bietet hinsichtlich der zuvor skizzierten Probleme große Verbesserungspotentiale für moderne Windenergieanlagen mit steigenden Nabenhöhen. Materialeffizienz und Wirtschaftlichkeit kann durch die lastrichtungsorientierte Dimensionierung erreicht werden. Eine lastrichtungsorientierte Dimensionierung sorgt für längliche Turmprofile, welche geringere Höhen aufweisen. Dadurch können sie besser durch Tunnel- und Brückenunterführungen transportiert werden. Die Montage wird ähnlich einfach wie bei konventionellen Stahlrohrtürmen gehandhabt und bietet einen kompakten Bauraum.

Energieeffizientes und nachhaltiges drehbares Turmkonzept

Aerodynamisch geformte Rohrturmkonzepte, entsprechend Abbildung 2, mögen als erster Ansatz naheliegende Turmquerschnitte sein, da sie eine erhöhte Biegesteifigkeit und einen geringeren Strömungswiderstand entlang der Hauptbelastungsrichtung aufweisen. Bei näherer Betrachtung fallen hierbei jedoch zwei wichtige Nachteile auf. Ein aerodynamisch geformter Turmquerschnitt führt zwar zu geringen Strömungswiderstandskoeffizienten entlang der Profilsehne, es kann in der Realität jedoch nicht von perfekten Anströmungsverhältnissen ausgegangen werden. Aufgrund der auftretenden Schräganströmung der Profile, bildet sich eine nicht zu vernachlässigende Auftriebskraft in die biegeschwache Richtung des Profils, wodurch das Einsparpotential gemindert wird. Außerdem sind bei diesen Profilen sehr kleine Blechkrümmungen entlang der Flanken zu beachten, wodurch der Stabilitätswiderstand gegen Beulen abnimmt.

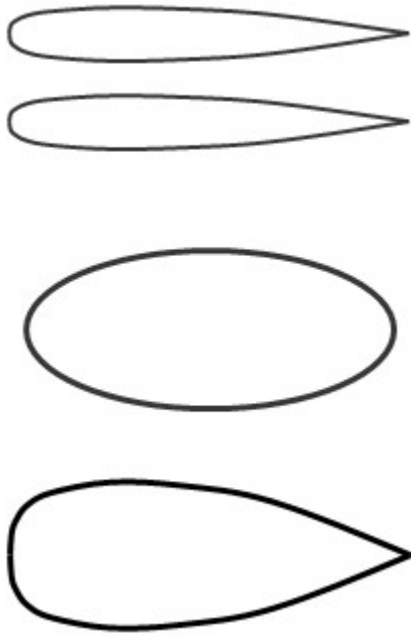

Abbildung 2 Mögliche aerodynamische Turmquerschnitte

Die Antwort auf diese Problematik findet sich durch den Wechsel auf ein drehbares Gitterturmkonzept. Gittertürme bringen bereits eine konzeptbedingte hohe Materialeffizienz, besonders für große Nabenhöhe, mit [5]. Bisher galten die Überprüfung und der Erhalt der Vorspannung in den Schraubverbindungen als wesentliche Kostentreiber über die Lebensdauer eines Windenergieanlagen-Gitterturms. Neuere Entwicklungen in der Verbindungstechnik, wie Schließringbolzen, reduzieren diesen Kostenblock um ein großes Maß, da sie sich während des Anlagenbetriebs nicht lösen und somit nicht nachgespannt werden müssen.

Abbildung 3 zeigt die qualitative Gestalt eines drehbaren Gitterturms mit allen beschreibenden Globalparametern. Als Querschnittsform wurde ein rechteckiger Gitterturm gewählt, da dieser bereits eine größere Torsionssteifigkeit im Vergleich zu einem dreieckigen Querschnitt

und gleichzeitig nicht zu viele Knotenpunkte aufweist. Ein zusätzlicher Aspekt des drehbaren Turms ist dessen Schrägstellung entgegen der Windrichtung. Durch die Schrägstellung besteht eine Grundbelastung bei Windstillstand, welche aufgrund des Eigengewichts des Turmes zustande kommt. Dieses führt zu Biegemomenten im unteren Turmbereich, welche bei Betrieb der Anlage und zunehmender Windgeschwindigkeit zunächst abgebaut und später in die andere Richtung aufgebaut werden. In der Gesamtbetrachtung verringern sich so die Extremlasten in den Eckstielen und Querstreben, wodurch weitere Materialeinsparungen resultieren.

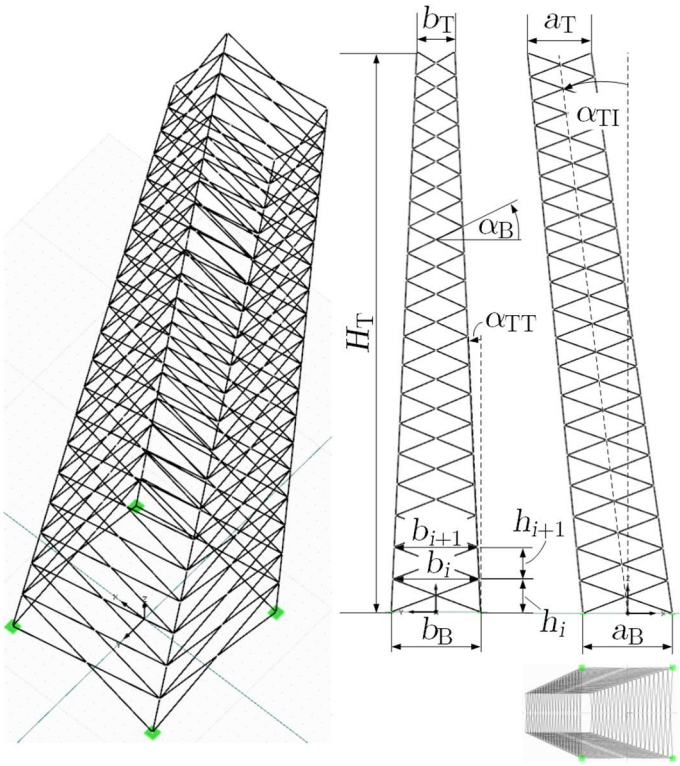

Abbildung 3 Parametrisierter schräggestellter drehbarer Gitterturm

Die Schrägstellung erhöht außerdem den Rotorblattspitzenabstand zum Turm. Da viele moderne Rotorblätter hinsichtlich ihrer Steifigkeit dimensioniert werden, ergibt sich somit ein zusätzliches Materialeinsparpotential. Alternativ können die Rotorblätter auch deren Steifigkeit beibehalten und die Schrägstellung des Rotors sowie der Rotorblätter reduziert oder gar aufgehoben werden. Hierdurch lässt sich die Energieausbeute der Windenergieanlage steigern.

In dem vorliegenden Modell ist der Turm fest mit dem Boden verankert. Statt der Drehung des Turmes, wird der Wind mit verschiedenen Windrichtungen berücksichtigt. Zusätzlich entstehende gyroskopische Lasten aus einem Giervorgang werden gesondert abgeschätzt und konservativ mit den anderen Lasten superponiert. In diesem Projekt liegt der Fokus auf dem Einsparpotential des Turmkonzeptes und das Azimutsystem wird in weiterführender Forschung entwickelt. Ein wesentlicher Aspekt für die Entwicklung des Azimutsystems wird die Aufteilung des enormen Kippmomentes am Turmfuß auf ein radiales Kräftepaar im Fundament sein. Hierbei ist die Lastreduktion umso größer, desto größer der vertikale Abstand zwischen den Lagern ausgeführt wird.

Methodik zum Tragfähigkeitsnachweis des innovativen Turmes

Die Lastberechnung unter Normanforderungen (IEC61400-1, GNV-GL, Dibt) ist der Schlüssel für einen aussagekräftigen und marktrelevanten Nachweis dieser innovativen Tragstruktur. Hierfür wird das aero-servo-elastische Lastensimulationsframework „Fast 8“ von NREL verwendet, welches als Stand der Technik im Lastberechnungsbereich angesehen werden kann. Das Untermodul SubDyn bietet die Möglichkeit der Modellierung von aufgelösten Gitterturmstrukturen und die Implementierung dieser in die Lastsimulation. Der Stand der Technik

beschränkt sich jedoch nur auf die Berücksichtigung einfacher runder Querschnitte. Da das vorgesehene Konzept jedoch beliebige Querschnitte beinhalten kann, muss die Software entsprechend für beliebige Querschnitte erweitert werden. Dies ist kein triviales Vorhaben, da der sogenannte Schubmittelpunkt sich nicht notwendiger Weise an derselben Position wie die neutrale Faser befindet und die Hauptbiege- und Hauptschubachsen des Querschnitts nicht mehr parallel verlaufen. Diese zusätzlichen Effekte müssen mittels geeigneter Ingenieurkonstanten in den Steifigkeits- und Massenmatrizen der Balkenelemente berücksichtigt werden. Die theoretische Herleitung der neuen Steifigkeits-, Massen- und Richtungs-Cosinus-Matrizen sowie deren Implementierung wurden während eines Praktikums im NREL vollzogen und mündeten in einer Konferenzveröffentlichung [9]. Die Veröffentlichung enthält außerdem den Validierungsnachweis der vorgenommenen Anpassungen.

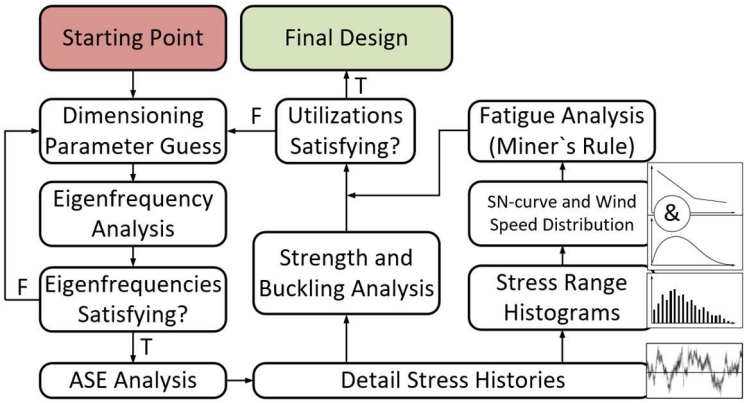

Abbildung 4 Schematische Illustration der Turmauslegungsprozedur

Für die Dimensionierung des Gitterturmes sind verschiedene Nachweise zu erfüllen. Hierunter fallen dynamische, statische und Ermüdungsnachweise. In der dynamischen Analyse werden Eigenfrequenzen der Struktur ermittelt und mit den Anregungsfrequenzen der Windenergieanlage in einem Campbell-Diagramm verglichen. Diese dürfen sich im Optimalfall bei keinem Betriebspunkt überschneiden, da die daraus ergebende Turmresonanz zu erheblichen Ermüdungs- und Extremlasten führen kann. Die statischen Nachweise beinhalten die Stabilitätsnachweise gegen Knicken und Beulen, die Festigkeitsnachweise gegen Fließen des Materials und die Einhaltung kritischer Verformungsgrenzen der Struktur. Für die ersten beiden Nachweise werden die Lastzeitreihen aus der aero-servo-elastischen Lastensimulation über die Querschnittsgeometrie aller Stäbe in Spannungszeitreihen transformiert, sodass für jeden Zeitschritt eines jeden Lastfalls ein Nachweis über die Tragfähigkeit der Turmstruktur berechnet werden kann. Für den Ermüdungsnachweis werden Spannungszyklen mittels des Rainflow-Algorithmus je nach Anzahl und Schwingbreite über bestimmte ermüdungsrelevante Lastfälle ausgezählt und auf die Auslegungsdauer der Windenergieanlage extrapoliert. Hierbei spielt auch die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit des angenommenen Standortes eine wichtige Rolle. Zu Beginn der Auslegung wird ein bestimmter Parametersatz angenommen und die entsprechenden Nachweise berechnet. Ergibt sich hierbei eine zu hohe oder zu niedrige Ausnutzung des Materials, müssen Anpassungen der Geometrie beschreibenden Parameter getroffen werden. Dieser in Abbildung 4 illustrierte Vorgang ist iterativ und sehr rechenintensiv.

Ergebnisse

Die zuvor beschriebene Methodik erlaubt eine detaillierte Analyse aller geforderten Lastfälle für den drehbaren schräggestellten Gitterturm. Hierunter fallen auch besonders kritische Lastfälle, bei denen ein Stromnetzausfall bei extrem starken Windgeschwindigkeiten angenommen wird (DLC 6.2). Eine solche Situation kann gefährlich werden, wenn das Azimutsystem nicht mehr in der Lage ist, den Turm der Windrichtung nachzuführen und der starke Wind seitlich auf den Turm trifft. Als Beispiel für die Ergebnisse einer aero-servo-elastischen Lastsimulation dient die Abbildung 5. Sie stellt den Startvorgang einer Windenergieanlage mit schräggestelltem drehbarem Gitterturm bei Nennwindgeschwindigkeit von 11,4 m/s dar.

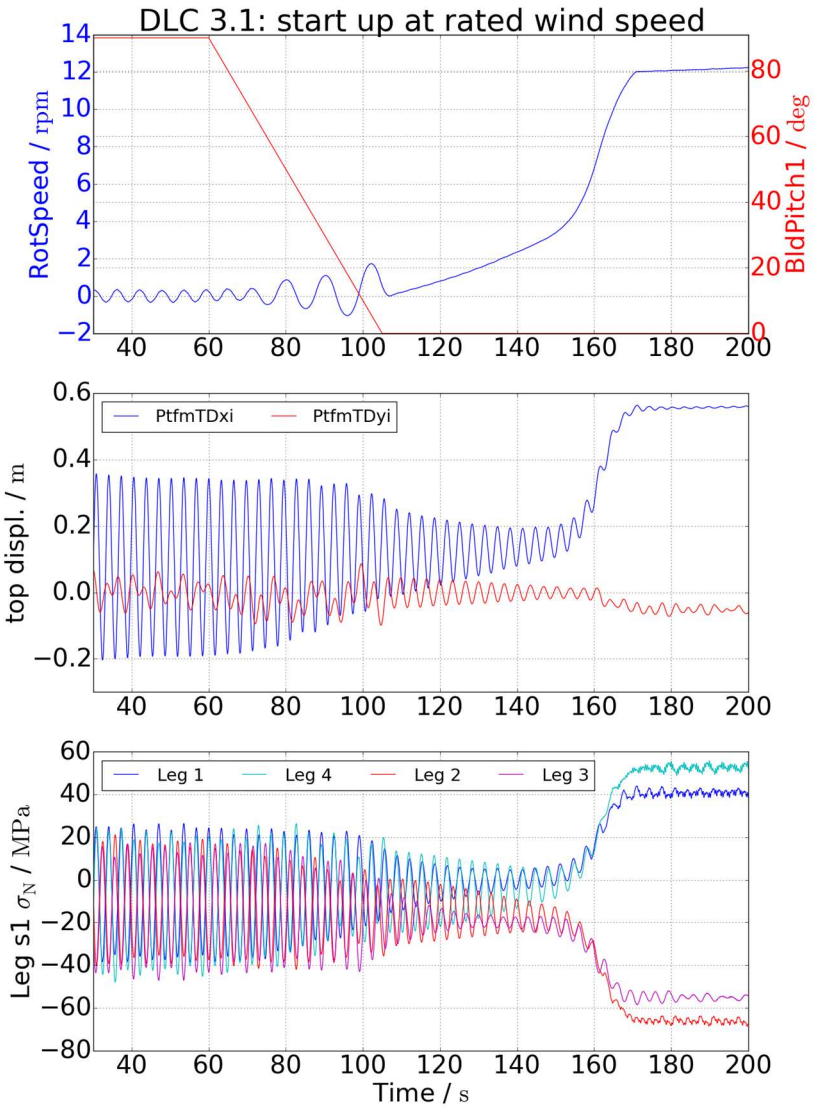

Abbildung 5 Zeitreihen verschiedener Sensoren aus der aero-servo-elastischen Lastsimulation

Das erste Diagramm zeigt hierbei in blauer Farbe die Drehzahl des Rotors und in roter Farbe den Pitchwinkel eines der Rotorblätter über die Simulationszeit von 30 s bis 200 s. Die ersten 30 s der Simulation werden bewusst ausgelassen, um numerische Artefakte aus der Modellinitialisierung nicht fälschlicher Weise zu berücksichtigen. Das anfängliche Trudeln des Rotors verschwindet mit dem Einpitchen der Rotorblätter, sodass der Rotor auf seine Nenndrehzahl von 12,1 min^{-1} anfährt. Das zweite Diagramm zeigt die Turmkopfauslenkung entlang der Windrichtung (x in Blau) und quer zur Windrichtung (y in Rot) an. Hieraus ist deutlich zu erkennen, wie sich der Turmkopf in Windrichtung verschiebt und sich leicht quer zur Windrichtung bewegt. Die Bewegung in die Querrichtung resultiert aus dem Generatormoment, welches im Uhrzeigersinn entsprechend der Rotordrehrichtung orientiert ist. Bei dieser Betrachtung ist der Blick in Windrichtung auf den Rotor gerichtet. Bemerkenswert ist an dieser Stelle auch die Dämpfung der Turmkopfschwingungen durch

den Rotor. Im untersten Diagramm sind nun die bereits transformierten Normalspannungen eines Querschnittspunktes der unteren Eckstiele im Turm dargestellt. Die Mittelwerte der Spannungen bewegen sich für die vorderen beiden Eckstiele (Leg 1 und Leg 4) in die positive Zugrichtung und für die hinteren beiden Eckstiele (Leg 2 und Leg 3) in die negative Druckrichtung. Hieraus ist ersichtlich, dass eine erhöhte Turmschrägstellung dazu führen würde, dass die Mittelwerte der Spannungen im Betriebszustand dichter zusammen rücken und somit deren Extremwerte gesenkt würden. In der vorliegenden Konfiguration wurde die Turmschrägstellung jedoch so gewählt, dass der Rotor und die Rotorblätter keine Schrägstellung mehr benötigen und dennoch der gleiche Blattfreigang gewährleistet wird. Weiterhin ist der hier gezeigte Lastfall nicht maßgebend für die Extremlasten in den Eckstielen und soll nur als Beispiel für die aero-servo-elastische Simulation des drehbaren Gitterturms dienen.

Ausblick

Der entwickelte drehbare schräggestellte Gitterturm wurde für eine Nabenhöhe von 90 m ausgelegt, um einen Vergleich zwischen dem NREL 5 MW Referenzturm herzustellen. Ein weiteres Ziel der Arbeit besteht darin, einen Turm für eine Nabenhöhe von ca. 150 m auszulegen, sodass die Abhängigkeit des Einsparpotentials von der Nabenhöhe quantifiziert werden kann. Am Ende werden die reduzierten Kosten des Turmes zusammen mit der erhöhten Energieernte aus der aufgehobenen Rotor- und Rotorblattschrägstellung zu monetären Einsparungen im Vergleich zu einem konventionellen Turm führen. Das Azimutsystem am Turmfuß führt jedoch zu zusätzlichen Kosten im Vergleich zur konventionellen Azimutsystem-Lösung am Turmkopf. Daher müssen am Ende die erlangten Einsparungen aus dem schräggestellten drehbaren Turm und die Mehrkosten durch das Azimutsystem am Turmfuß einander gegenüber gestellt werden. Obwohl das Azimutsystem am Turmfuß noch in einer Folgearbeit entwickelt werden muss, wird erwartet, dass das drehbare Turmkonzept am Ende monetäre Einsparungen im Vergleich zur konventionellen Lösung bietet. Dies gilt insbesondere für größere Nabenhöhen. Da der hier vorliegende Abschlussbericht vor der geplanten Dissertation veröffentlicht wird, können keine Zahlen in Bezug auf das Einsparpotential genannt werden, gleichwohl diese bereits für eine voll nachgewiesene Turmstruktur existieren. Hinzu kommt, dass die Feinjustierung des Modells noch zu leichten Veränderungen der Zahlen führen könnte.

Für die restliche Arbeit fehlt inhaltlich noch die Auslegung des Turmes für die 150 m Nabenhöhe sowie die Lösung zu einigen kleineren Detailfragen. Ersteres sollte nicht mehr viel Zeit beanspruchen, da die Werkzeuge und Methoden bereits für den 90 m Turm bereit liegen. Nach derzeitiger Einschätzung soll die abgabefertige Arbeit am Ende dieses Kalenderjahres vorliegen. Anschließend wird die Arbeit in der Schriftenreihe des Karlsruher Instituts für Technologie Versuchsanstalt für Stahl, Holz und Steine im KIT Scientific Publishing veröffentlicht.

Literatur

[1] Deutsche WindGuard GmbH: *Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland*. Varel, 2015.

[2] Engström, S. und et al.: *Tall towers for large wind turbines Report from Vindforsk pro ject V-342 Höga torn för vindkraftverk*. Elforsk, Stockholm, 2010.

[3] Rudolf, R., T.: *Taller Towers for Larger Wind Turbines: A Market Study of Support Structure Technology for Onshore Wind Turbines*. Master Thesis, Fh-Flensburg, 2013.

[4] Schaffarczyk, A.; Kompetenzzentrum Windenergie Schleswig-Holstein, Hrsg.: *Ein führung in die Windenergietechnik*. ISBN 978-3-446-43032-7, Fachbuchverl. Leipzig im Hanser-Verl., München, 2012.

[5] Hau, E.: *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. ISBN 978-3-540-72150-5, 4. Aufl., Springer, Berlin, 2008.

[6] Gasch, R.; Twele, J. und Bade P., Hrsg.: *Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Pla nung und Betrieb*. ISBN 978-3-8348-2562-9, 8. Aufl., Springer Vieweg, Wiesbaden, 2013.

[7] Manwell, J. F.; McGowan, J. G. und Rogers, A. L.: Wind *Energy Explained: Theory, De sign and Application*. ISBN 978-0-470-01500-1, 2. Aufl., Wiley, Chichester, 2011.

[8] Rüster, D.: *Mühlentechnik Windmühle in Abbenrode Zustand um 1910, Baukonstruk tion*. http://www.museumsmuehle-abbenrode.de/index.php?M%FChlentechnik letzter Zugriff: 2018 August 13

[9] Struve, A., T. Faber, R. Damiani, J. Jonkman, und T. Ummenhofer: *Load-Direction-Derived Support Structures for Wind Turbines: A Lattice Tower Concept and Preparations for Future Certifications*. Proceedings DEWEK 2017. Bremen, 2017.