

BEDEUTUNG LASEROPTISCHER VERFAHREN FÜR DIE WINDGESCHWINDIGKEITSMESSUNG

RELEVANCE OF LASER TECHNIQUES TO WIND SPEED MEASUREMENTS

H. Müller, N. Pape, M. Eggert, *D. Westermann, *A. Albers

*Deutsche WindGuard GmbH,
Oldenburger Straße 65, 26316 Varel, Deutschland

Physikalisch-Technische Bundesanstalt,
Bundesallee 100, 38116 Braunschweig, Deutschland
Tel: 0531-592-1310, Fax: 0531-592-691310
e-mail: harald.mueller@ptb.de

Kalibrierung, Laser-Doppler-Anemometrie, Windenergie, LIDAR-Rückführung, Calibration,
Laser-Doppler-Anemometry, Wind energy, LIDAR-traceability

Zusammenfassung

Laser-Doppler-Techniken spielen als rückwirkungsfreie und präzise Messverfahren eine Schlüsselrolle zur Sicherstellung minimaler Messunsicherheiten bei Windgeschwindigkeitsmessungen. Beschrieben werden der Einsatz eines Laser-Doppler-Anemometers als Bezugsnormale in einer Kalibriereinrichtung für Windgeschwindigkeitssensoren zur möglichen Reduzierung der Messunsicherheit von Kalibrierergebnissen auf unter 0,5 % sowie die zunehmende Bedeutung von LIDAR-Systemen, deren messtechnische Rückführung auf die SI-Einheiten zur Zeit noch nicht gegeben ist und eine künftige Herausforderung darstellt.

Einleitung

Für die effiziente Nutzung der Windenergie sind im Rahmen von Windpotenzialanalysen und Leistungskurvenbestimmungen moderner Windenergieanlagen genaue Windgeschwindigkeitsmessungen eine notwendige Voraussetzung. Sowohl bei der Kalibrierung herkömmlicher in der Windenergiebranche eingesetzter Anemometer wie auch bei der Messung von Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhen von über 100 m sind laseroptische Verfahren zur Strömungsgeschwindigkeitsmessung von zunehmender Bedeutung.

Die Mehrzahl der in der Windenergiebranche eingesetzten Anemometer sind Schalensternanemometer (cup-anemometer), die in akkreditierten Kalibrierlaboratorien nach einer für diesen Anemometertyp erarbeiteten Prozedur (MEASNET-Prozedur, [1], [2]) in hinreichend großen Windkanälen mit Düsenquerschnittsflächen von ca. 1 m² für einen Geschwindigkeitsbereich von 4 ms⁻¹ bis 16 ms⁻¹ kalibriert werden. In diesen Kalibrierwindkanälen werden üblicherweise Prandtl-Rohre („Pitot-Static-Tubes“) als Bezugsnormale nach ISO 3966 eingesetzt [3], wobei im unteren Geschwindigkeitsbereich die Messunsicherheit im wesentlichen durch die Differenzdruckmessung bestimmt wird.

Kleinste angebbare Messunsicherheiten für die nach der MEASNET-Prozedur durchgeführten Anemometerkalibrierungen werden in der Regel mit 0,1 m/s, d.h. 2,5 % bei 4 m/s und ca. 0,7 % bei 16 m/s beziffert.



Bild 1: Schalensternanemometer in einem WindGuard-Kalibrierwindkanal Göttinger Bauart

Sorgfältige Optimierungen und laseroptische Vergleichsmessungen schaffen seit kurzem die Voraussetzungen, die bisher realisierten, kleinsten angebbaren Messunsicherheiten teilweise sogar halbieren zu können.

Möglichst geringe Messunsicherheiten für Anemometerkalibrierungen und Windgeschwindigkeitsmessungen spielen in der Windenergiebranche jeher eine entscheidende Rolle, da die Windgeschwindigkeit in die Energie und Leistung von Windenergieanlagen mit der dritten Potenz eingehen. So führt beispielsweise eine Unsicherheit von 1 % in der Windgeschwindigkeit bei einer kleineren Anlage mit einer angenommenen Sensitivität der Leistungskennlinie von 115 kW/ms^{-1} und einer Leistung von 300 kW bei 9 ms^{-1} bereits zu einer Unsicherheit von ca. 4 % in dem zu erwartenden Leistungsertrag (siehe Bild 2).

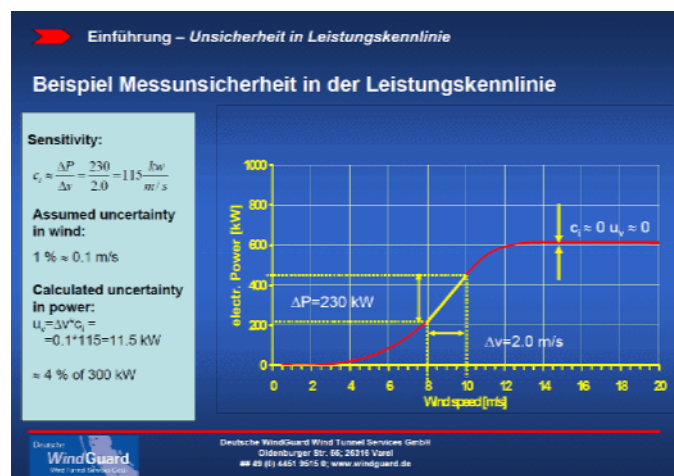


Bild 2: Einfluss der Windgeschwindigkeit in der Leistungskennlinie einer Windenergieanlage

Das etablierte Verfahren für die Windgeschwindigkeitsmessung im Zusammenhang mit der Erstellung von Windpotenzialanalysen und der Vermessung von Leistungskennlinien besteht in dem Einsatz der von akkreditierten Kalibrierlaboratorien kalibrierten und auf die SI-Einheiten rückgeführten Schalensternanemometer, mit denen die an den vorgesehenen Standorten oder in den Testfeldern aufgestellten Messmasten bestückt werden. Dabei sollte

sich das an der Mastspitze montierte Anemometer auf Nabenhöhe der Windenergieanlage befinden. Mit zunehmenden Anlagengrößen und Anlagenhöhen von über 100 Metern wird der Einsatz von Messmasten technisch und wirtschaftlich aufwendig, so dass in den letzten Jahren zunehmend Fernmessverfahren auf der Basis von LIDAR-Techniken („light detection and ranging“) entwickelt und erprobt wurden.

Die in der Windenergiebranche eingeführten Wind-LIDAR-Systeme haben sich im Rahmen bisheriger Untersuchungen und Vergleichsmessungen hinsichtlich ihrer Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit bereits bewährt [5], [6]. Die angegebenen Messunsicherheiten und Messabweichungen im Bezug auf etablierte Messmastmessungen verdeutlichen das hohe Einsatzpotenzial von Wind-LIDAR-Systemen. So könnte künftig eine zukunftsweisende Alternative zu den mit Schalensternanemometern bestückten Messmasten insbesondere bei großen Anlagenhöhen und Anlagen im Offshore-Bereich bestehen. Eine Voraussetzung hierfür ist allerdings die – bisher noch nicht gegebene – Rückführbarkeit der Wind-LIDAR-Systeme für die Windgeschwindigkeitsmessung, die auch im Zuge der aktuellen Überarbeitung der IEC-Norm 61400-12-1 „Messung des Leistungsverhaltens einer Windenergieanlage“ bei der Einbeziehung von Wind-LIDAR-Systemen gefordert wird.

Daher ist die PTB bestrebt, gemeinsam mit Vertretern der Windenergiebranche ein auf die SI-Einheiten rückführbares „Transfer-Wind-LIDAR“ zu entwickeln, um künftig die bereits auf dem Markt eingeführten Wind-LIDAR-Systeme unter vorgegebenen standortspezifischen Einsatzbedingungen kalibrieren zu können.

Laser-Doppler-Anemometer

Mit dem Einsatz eines kalibrierten Laser-Doppler-Anemometers als Bezugsnorm in einem Windkanal besteht die Möglichkeit, Windgeschwindigkeiten mit einer Messunsicherheit von unter 0,2 % in dem für die Windenergiebranche relevanten Bereich von 4 m/s bis 16 m/s orts- und zeitaufgelöst messen und darstellen zu können. Hierdurch lassen sich die Messunsicherheiten der vor Ort realisierten Rückführungen auf die SI-Einheiten ohne Rückwirkungen auf das Strömungsfeld beurteilen und ggf. sogar reduzieren.

Ein in der PTB entwickeltes Halbleiter-Transfer-LDA (siehe Bild 3) wurde in dem 1 m² Kalibrierwindkanal der WindGuard GmbH als „best available meter“ im Sinne eines best möglichen für die Durchführung von Vergleichsmessungen verfügbaren Prüflings eingesetzt, um die Vergleichbarkeit der Kalibrierergebnisse für die kleinste angebbare Messunsicherheit abzusichern.

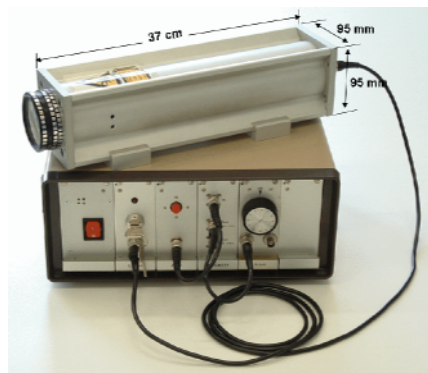


Bild 3: PTB-Transfer-LDA, Laserwellenlänge 852 nm, Arbeitsabstand 0,4 m

Mit dem an der Prüflingsposition im Windkanal positionierten LDA-Messort wurden in einem Geschwindigkeitsbereich von unter 4 m/s bis über 16 m/s Vergleichsmessungen durchgeführt und die im Windkanal über die Bezugsnormale im Rahmen der Messunsicherheiten vorgegebenen Windgeschwindigkeiten mit den mittels LDA gemessenen Geschwindigkeiten verglichen. Bild 4 zeigt den Aufbau der Messanordnung und Bild 5 das Ergebnis einer dieser Vergleichsmessungen. Hervorzuheben ist, dass die gemessenen Abweichungen in dem betrachteten Geschwindigkeitsbereich in einem Bereich unter 0,05 m/s liegen.



Bild 4: Aufbau der LDA-Messanordnung am Kalibrierwindkanal der Deutsche WindGuard GmbH in Varel

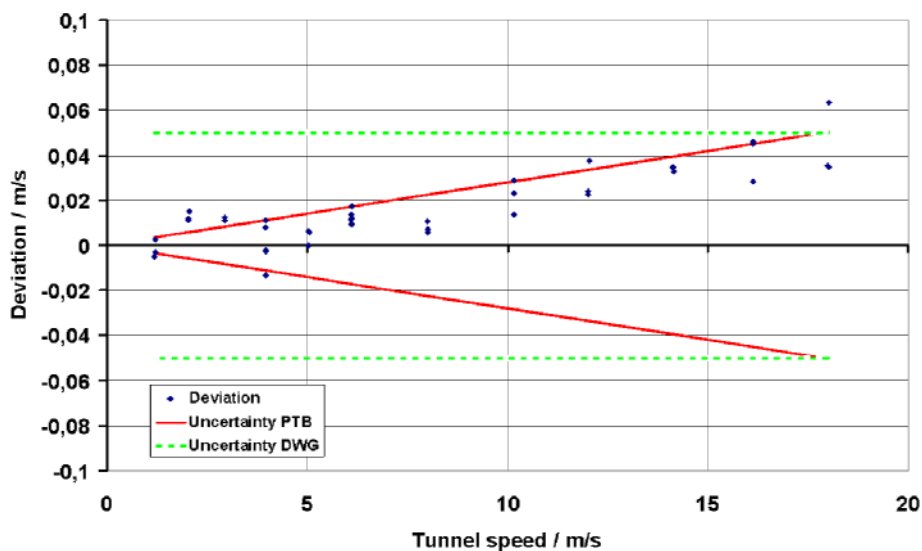


Bild 5: Ergebnis einer mit dem Transfer-LDA durchgeführten Vergleichsmessung, dargestellt ist die Messabweichung von LDA- und Windkanalgeschwindigkeit für den untersuchten Geschwindigkeitsbereich

Eine gebräuchliche Methode zur Beurteilung der Vergleichbarkeit von Mess- und Kalibrierergebnissen ist das so genannte E_n -Kriterium [4]:

$$E_n = x_{\text{Lab}} - x_{\text{Ref}} / (U_{\text{Lab}}^2 + U_{\text{Ref}}^2)^{0,5} \quad (1)$$

Dieses Kriterium setzt Messabweichungen (Deviation, Bild 5) in Bezug zu den erweiterten Messunsicherheiten, die für den Messwert in der Kalibriereinrichtung mit $U_{\text{Lab}} = 0,05$ m/s (Uncertainty DWG, Bild 5) und für den LDA-Referenzwert mit $U_{\text{Ref}} = 0,3$ % (Uncertainty PTB, Bild 5) angesetzt wurden. Für Absolutwerte von E_n kleiner als 1 gilt die Vergleichbarkeit der Messergebnisse im Rahmen der angegebenen Messunsicherheiten allgemein als erfüllt. Die Messergebnisse nach Bild 5 erlauben eine vereinfachte Abschätzung einer oberen Grenze für E_n nach Gleichung (1) mit:

$$x_{\text{Lab}} - x_{\text{Ref}} \leq U_{\text{Ref}} \leq U_{\text{Lab}} \quad \text{und} \quad (U_{\text{Lab}}^2 + U_{\text{Ref}}^2)^{0,5} < (2U_{\text{Lab}}^2)^{0,5} \approx 1,4 U_{\text{Lab}}$$

und liefern E_n -Werte, die mit $E_n < 0,7$ belegen, dass durch LDA-gestützte Vergleichsmessungen geringe Messunsicherheiten für die Kalibrierung von Windgeschwindigkeitssensoren abgesichert werden können.

Wind-LIDAR

LIDAR-Verfahren werden unter anderem zur Messung ausgewählter physikalischer Größen der Atmosphäre seit den sechziger Jahren eingesetzt und haben durch die Nutzung neuer Lasertechnologien und faseroptischer Systemkomponenten eine zunehmende Verbreitung gefunden. Wie in der Richtlinie VDI 3786 Blatt 14 „Umweltmeteorologie – Bodengebundene Fernmessung des Windvektors – Doppler-Wind-LIDAR“ dargestellt, unterscheidet man zwischen verschiedenen Varianten des LIDAR-Prinzips wie Aerosol-/Rayleigh-/Raman-/DAS (differential absorption and scattering) - und Doppler-Wind-LIDAR.

Obwohl die LIDAR-Technik für die Atmosphärenforschung, die Luft- und Raumfahrttechnik wie auch militärische Anwendungen mit einer Vielzahl an unterschiedlichen Systemen und Verfahren mit monostatischen monoaxialen/biaxialen, bistatischen, kohärenten und inkohärenten, gepulsten und ungepulsten, kollimierten und fokussierten Messanordnungen etabliert ist, hat sie im Bereich der Windenergienutzung aufgrund der Kosten und Komplexität bisheriger Systeme erst in den letzten Jahren Anwendung gefunden und zunehmend an Bedeutung gewonnen.

Vom Britischen Hersteller „QuinetiQ“ wurde unter dem Namen „ZephIR“ im letzten Jahrzehnt erstmals ein LIDAR-System speziell für die Windenergiebranche entwickelt und in Vergleichsmessungen mit den in der Windenergiebranche bewährten Schalensternanemometern erfolgreich getestet [5].

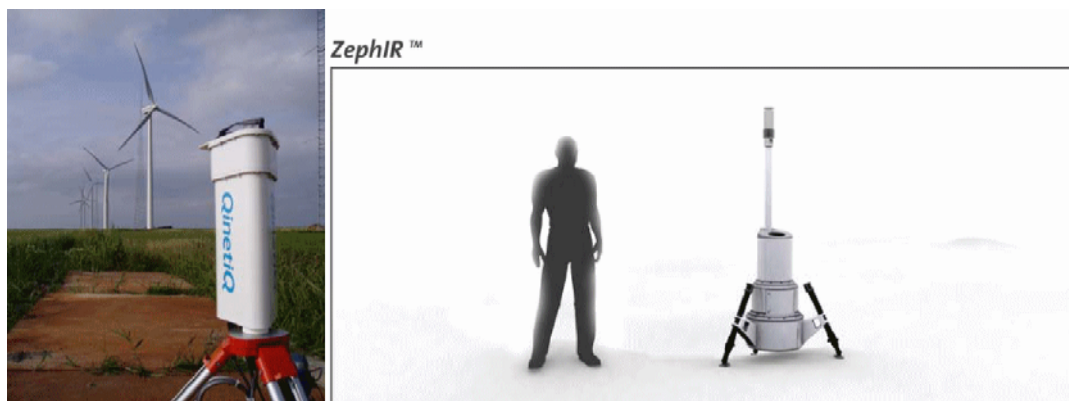


Bild 6: Prototyp des ZephIR-LIDAR (links) und Illustration des Seriengeräts (rechts) [5]

Inzwischen sind auch die vom Französischen Hersteller Leosphere entwickelten als Windcube bezeichneten Wind-LIDAR-Systeme mit über 100 Systemen weit verbreitet.



Bild 7: WINDCUBE Lidar (Auszug vom download: <http://leosphere.com/8,windpower>)

Allen bisher in der Windenergiebranche eingesetzten Wind-LIDAR-Systemen ist gemeinsam, dass sie aus einer einzelnen Sende/Empfangeinheit (monostatische Systeme) bestehen, in der der Sende- und der Empfangsstrahl übereinander liegen ($\vec{o} = -\vec{i}$) (monoaxiale Systeme). Zur Erfassung aller drei Komponenten des Windgeschwindigkeitsvektors liegt der Sende/Empfangsstrahl auf einem Konus. Unter der Voraussetzung, dass die Strömungsverhältnisse zeitlich und räumlich konstant sind, genügen prinzipiell drei gemessene Geschwindigkeiten \vec{v}_1 , \vec{v}_2 , \vec{v}_3 in unterschiedlichen Richtungen zur Bestimmung der Geschwindigkeitskomponenten in kartesischen Koordinaten.

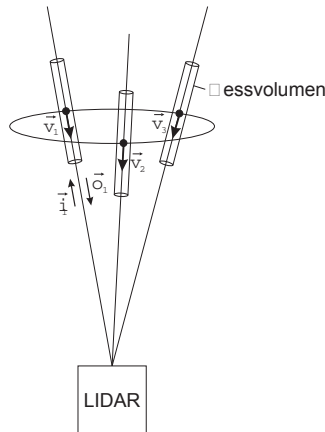


Bild 8: Wind-LIDAR-Grundprinzip zur Bestimmung des Windvektors

Während aus der Dopplerfrequenz auf die Geschwindigkeit geschlossen werden kann wird die Messentfernung durch Strahlfokussierung (ZephIR), Modulations- und Korrelations-techniken oder Laufzeitmessung des in Pulsen ausgesendeten Laserlichts (Windcube) bestimmt.

Wind-LIDAR-Systeme zeigen bereits beeindruckend gute Übereinstimmungen bei Windgeschwindigkeitsmessungen und Leistungskurvenbestimmungen von Windenergieanlagen mit Messmastmessungen auf der Basis messtechnisch rückgeführter Schalensternanemometer.

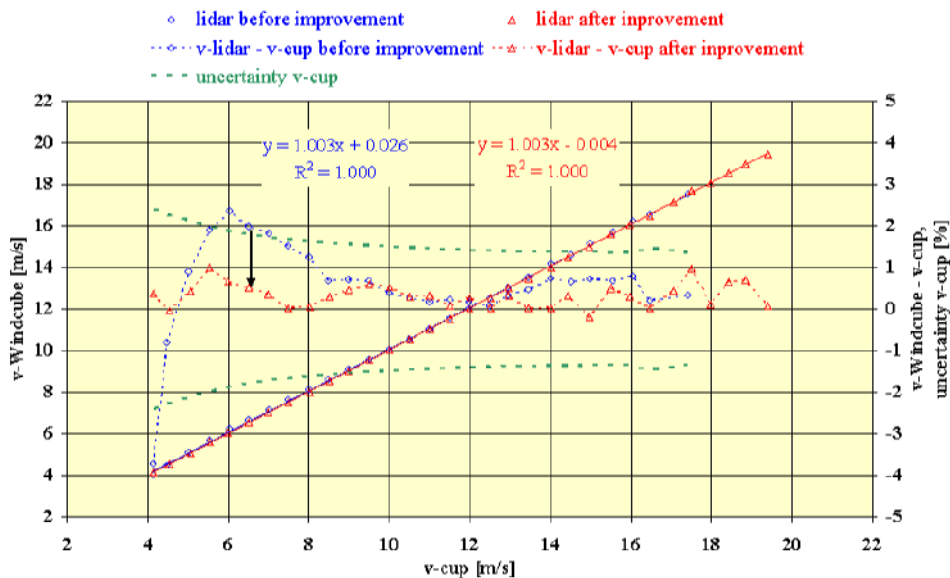


Bild 9: Beispiel einer Vergleichsmessung zur Windgeschwindigkeitsbestimmung zwischen WINDCUBE-LIDAR und Schalensternanemometer (v-Windcube und v-cup) [6].

Die in Bild 9 dargestellten Messergebnisse zeigen, dass die bei Windgeschwindigkeitsmessungen mittels Wind-LIDAR-Systemen und rückgeführten Schalensternanemometern festgestellten Abweichungen lediglich innerhalb der Messunsicherheit der Schalensternanemometer liegen. Derartige Vergleichsmessungen verdeutlichen das hohe Einsatzpotenzial von Wind-LIDAR-Systemen.

Dennoch können standortspezifische, komplexe Randbedingungen zu durchaus größeren Abweichungen führen. Mögliche Abweichungen lassen sich zum einen auf die zum Teil sehr unterschiedlichen der Messung zugrunde liegenden Messvolumina (Abmessungen Schalensternanemometer gegenüber LIDAR-Strahlkeule) und der prinzipbedingt nicht notwendiger Weise gegebenen Homogenität des Windfeldes (Scherwindeinflüsse) innerhalb des über einen Messzyklus vom Wind-LIDAR abgescannten Konus zurückführen.

Einerseits ist eine Rückführbarkeit der bisher etablierten Wind-LIDAR-Systeme entsprechend der DIN EN ISO/IEC 17025 für Kalibrierlaboratorien bisher nicht gegeben andererseits besteht aber insbesondere im Hinblick auf zunehmende Anlagengrößen moderner leistungsfähiger Windenergieanlagen und das Einsatzpotenzial im Offshorebereich der akute Bedarf der Integration von LIDAR-Messungen in internationale Standards für Leistungskennlinienvermessungen von Windenergieanlagen. Dies ist im Zuge der Überarbeitung der IEC-Norm 61400-12-1 „Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines“ beabsichtigt; eine notwendige Voraussetzung ist aber die mögliche Rückführbarkeit von Wind-LIDAR-Systemen.

Ein Engagement der PTB besteht hier in der Entwicklung und Bereitstellung eines „Transfer-Wind-LIDAR-Systems“, das in Analogie zu den aus der Laser-Doppler-Anemometrie bekannten 3-Komponenten-Doppler-Differenz- und Doppler-Referenz-Verfahren eine örtlich und zeitlich hoch aufgelöste Messung des Windgeschwindigkeitsvektors mit erhöhter Präzision erlauben und damit die Kalibrierung konventioneller Wind-LIDAR-Systeme vor Ort ermöglichen soll.

Zusammenfassung

Laseroptische Verfahren sind für die in der Windenergiebranche geforderten geringen Messunsicherheiten bei der Bestimmung der Windgeschwindigkeit als primärer Größe zur Beurteilung der Energieerträge von Windenergieanlagen unverzichtbar geworden.

Während Laser-Doppler-Anemometer als Bezugsnormale bei der Kalibrierung von Windgeschwindigkeitssensoren im Hinblick auf Unsicherheiten von unter 0,5 % bereits jetzt eine Schlüsselrolle spielen, werden mit zunehmenden Windenergieanlagen- und damit erforderlichen Messmsthöhen Wind-LIDAR-Systeme nicht nur wirtschaftlich attraktiv sondern auch messtechnisch notwendig.

Literatur

- [1] Measnet, Cup Anemometer Calibration Procedure - Version 2, October 2009
- [2] IEC 61400-12-1:2005(E) “Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, First edition 2005-12/ Annex F “Cup anemometer calibration procedure”
- [3] ISO 3966-1977, 'Measurement of fluid flow in closed conduits, Part 2 Velocity area methods, Section 2.1 Method using Pitot static tubes'
- [4] Wolfgang Wöger: Remarks on the E_n -Criterion Used in Measurement Comparisons, PTB-Mitteilungen 109 1/99
- [5] David Smith, Axel Albers: LIDAR: Die Revolution von Windmessungen im Bereich der Windenergieindustrie, Erneuerbare Energien 04 2005
- [6] Axel Albers, A.W. Janssen, J. Mander: Comparison of Lidars, German Test Station for Remote Wind Sensing Devices, EWEC 2009