

Detaillierte Modellierung der Leistungsabgabe einzelner Windkraftanlagen in Windparks - Vergleich der Abschattungseffekte bei höhengestaffelter Onshore- und Offshore-Aufstellung

Hans Georg Beyer*, Bernhard Lange, Hans-Peter Waldl

Abteilung Energie- und Halbleiterforschung, Fachbereich Physik, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Postfach 2503, D-26111 Oldenburg, FAX ++49 441 798-3326 Email: igor@ehf.physik.uni-oldenburg.de

*z. Zt bei: Groupe Télédétection et Modélisation, Centre d'Energétique, Ecole des Mines de Paris, Sophia-Antipolis, Frankreich

Die Planung von Windparks mit dichter Aufstellung, unterschiedlichen Anlagentypen und Nabenhöhen und von Offshore-Parks stellt neue Anforderungen an die Flexibilität und Genauigkeit von Modellen zur Prognose der Parkverluste. Die Validierung und Erweiterung von Windparkmodellen auf diese Anforderungen hin wird vorgestellt. Zwei Verfahren zur Modellierung der Nachlaufströmung (Wake) eines Rotors werden verglichen und ein Vorschlag zu einer einfachen Erweiterung der Modelle wird diskutiert. Freifeldmessungen an zwei Windparks werden zur Validierung herangezogen und windgeschwindigkeits- sowie windrichtungsaufgelöste Leistungsabgaben der Anlagen verglichen. Die Ergebnisse der Modellierungen stimmen gut mit den Messungen überein. Zwei Aspekte werden vertieft diskutiert: Die Modellierung individueller Anlagen in Parks und die Berechnung von Abschattungseffekten zwischen Anlagen unterschiedlicher Nabenhöhen. In einer Beispielrechnung wird die Wirksamkeit des 'bush and tree' Konzeptes an einem Onshore- und Offshore-Standort verglichen. Die Ergebnisse zeigen, daß dieses Konzept Offshore größere Vorteile verspricht als an Land.

1 Einleitung

Die zunehmende Verknappung verfügbaren Geländes für die Errichtung von Windparks in Deutschland führt zur Errichtung von Parks mit größeren Anlagenzahlen und dichteren Aufstellungsgeometrien. Auch Erweiterungen bestehender Parks an günstigen Standorten werden attraktiver. Aus dem gleichen Grund werden verstärkt Überlegungen zu Offshore-Windparks angestellt. Mit der Planung von Windparks in dichter Aufstellung, mit unterschiedlichen Anlagentypen und Nabenhöhen oder an Offshore-Standorten werden neue Anforderungen an die Flexibilität und Genauigkeit von Modellen zur Prognose der Parkverluste gestellt.

Zwei unterschiedliche Ansätze zur Modellierung wurden in Hinblick auf diese Anforderungen untersucht und mit Freifeldmessungen an den zwei Windparks Hamswehrum und Husum verglichen (siehe auch [1]). In einer Beispielrechnung wurde für einen Modellpark der Effekt des 'bush and tree' Konzeptes auf den Energieertrag bei Offshore- und Onshore-Aufstellung untersucht.

Bei der Validierung der Modelle wurden zwei Situa-

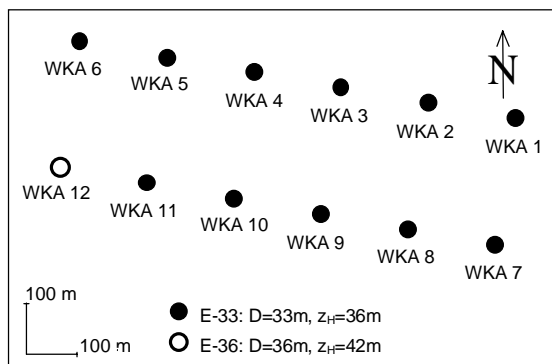


Bild 1: Layout Windpark Hamswehrum

tionen detailliert untersucht:

- Die Modellierung individueller Anlagen in Parks setzt die exakte Beschreibung der Abschattungseffekte einzelner Nachlaufströmungen (Wakes) voraus. Dazu muß zwischen einfachen und geschachtelten Wakes, bei denen mehrere Anlagen in Windrichtung hintereinander stehen, unterschieden werden (siehe auch [2]).
- Für die Modellierung von Windparks mit Anlagen unterschiedlicher Nabenhöhen ist das vertikale Profil sowohl der ungestörten Anströmung als auch der Wakes von entscheidender Bedeutung. Messungen an dem 'bush and tree' Windpark Husum wurden mit Modellrechnungen verglichen.

2 Modellierung der Leistungsabgabe

Kern der Modellierung der Leistungsverluste durch gegenseitige Abschattung von Windkraftanlagen in Windparks ist die Beschreibung der Wake eines Rotors. Zwei Verfahren wurden angewandt und verglichen. (siehe auch [1], [2])

Das kinematische Modell nach Jensen [3] (Risø-Modell) verwendet eine stark vereinfachte Beschreibung des Windgeschwindigkeitsprofils der Wake. Die Beschreibung der Wakeentwicklung wird durch den Wakeöffnungswinkel bestimmt, der ein freier Parameter des Modells ist und nach den Gegebenheiten des Standortes geschätzt werden muß.

Das hydrodynamische Modell nach Ainslie [4] (Ainslie-Modell) berechnet die Entwicklung der Wake durch Lösung einer vereinfachten axialsymmetrischen Reynolds-Gleichung mit eddy-viscosity Schließung. Zur Berechnung der Wakeentwicklung ist dabei die Angabe der Turbulenzintensität der umgebenden Strömung erforderlich.

In der Nachlaufströmung ist die Turbulenzintensität

gegenüber der der umgebenden Strömung erhöht [5]. Daher ist für die Entwicklung einer Wake, die sich innerhalb des Gebiets einer anderen Wake ausbreitet, eine höhere Turbulenzintensität ausschlaggebend. Als Erweiterung des Windparkmodells werden für einfache und geschachtelte Wakes unterschiedliche Werte für den die Beschreibung bestimmenden Parameter verwendet.

Bei der Modellierung mit dem Ainslie-Modell wurde dazu die mittlere Turbulenzintensität in Wakes mit einer empirischen Formel nach Quarton [5] abgeschätzt; beim Risø-Modell wird ein zweiter Wakeöffnungswinkel für geschachtelte Wakes eingeführt.

Die Überlagerung mehrerer Wakes erfolgt durch Addition ihrer Impulsdefizite. Daraus wird die mittlere Windgeschwindigkeit in der Rotorfläche berechnet und mittels der Leistungskennlinie der Anlage die abgegebene Leistung bestimmt. Die Jahresenergieerträge der Anlagen werden durch Einbeziehung der windrichtungsabhängigen Weibull-Verteilungen der Windgeschwindigkeit berechnet.

3 Validierung der Modelle mit Freifeldmessungen

3.1 Methode

An zwei unterschiedlichen Windparks in Norddeutschland wurden Messungen zur Validierung der Modelle durchgeführt. Für beide Parks wurde eine Datenbasis aus 10 bzw. 15 Minuten Mittelwerten eines Zeitraums von ca. 5 Monaten ausgewertet. Die Zeitreihen umfassen die Windrichtung, die Windgeschwindigkeiten in den Nabenhöhen der Anlagen und ihre Leistungsabgaben.

Windgeschwindigkeiten und Windrichtung der gemessenen Zeitreihe wurden als Eingabewerte für die Modellierung der Leistungsabgaben verwendet. Die so gewonnenen Zeitreihen modellierter Leistungen wurden ebenso wie die der gemessenen Leistungen mit den gemessenen Leistungskennlinien der Anlagen zu 'Efficiencies' normiert und windrichtungsaufgelöst Klassen-gemittelt.

3.2 Der Windpark Hamswehrum

Der Windpark Hamswehrum besteht aus 12 Windkraftanlagen in zweireihiger Aufstellung (siehe Bild 1). Die Anlagen sind pitch-geregt und drehzahlvariabel mit einer Nennleistung von 330 kW und 36 m Nabenhöhe (WKA 1-11), bzw. 430 kW und 42 m Nabenhöhe (WKA 12). Dieser Windpark eignet sich besonders zur Untersuchung des Einflusses von einfachen und geschachtelten Wakes auf die Leistungsabgabe individueller Anlagen des Parks.

3.3 Vergleich von Messung und Modell beim Windpark Hamswehrum

Einen Vergleich der Klassen-gemittelten Efficiencies zwischen Messung und Modellierung mit dem Ainslie-Modell zeigt Bild 2. Die Positionen der Kurven entsprechen den Standorten der entsprechenden Anlagen (siehe Bild 1). Als Turbulenzintensität wurden 10% für freie Anströmung und 18% in Wakes abgeschätzt. Leistungsreduktionen durch Wakesituationen bei geschachtelten Wakes längs der Reihen (bei 280°) und bei einfachen Wakes sind deutlich zu erkennen. Die Übereinstimmung zwischen Messung und Modell ist ausgezeichnet.

Durch die getrennte Modellierung geschachtelter Wakes wird die Genauigkeit der Modellierung bei beiden Wakemodellen erhöht (siehe auch [1],[2]). Wegen der starken Sensitivität des Risø-Modells gegen Veränderungen des Wakeöffnungswinkels ist bei diesem Modell der Effekt stärker. Die Werte für die Wakeöffnungswinkel wurden dabei durch Anpassung an die Messung bestimmt. Für die Rechnung ohne Erweiterung ergab sich der Wert 0.06 (Tangens des Wakeöffnungswinkels), während für die Rechnung mit Erweiterung die Werte 0.04 für einfache und 0.08 für geschachtelte Wakes gefunden wurden. Bild 3 zeigt exemplarisch die Klassen-gemittelten Efficiencies von Messung und Risø-Modell mit und ohne Erweiterung für WKA 2 des Windparks Hamswehrum. Eine deutliche Verbesserung ist sowohl bei den einfachen Wakes als auch bei der geschachtelten Wake (bei 280°) zu erkennen.

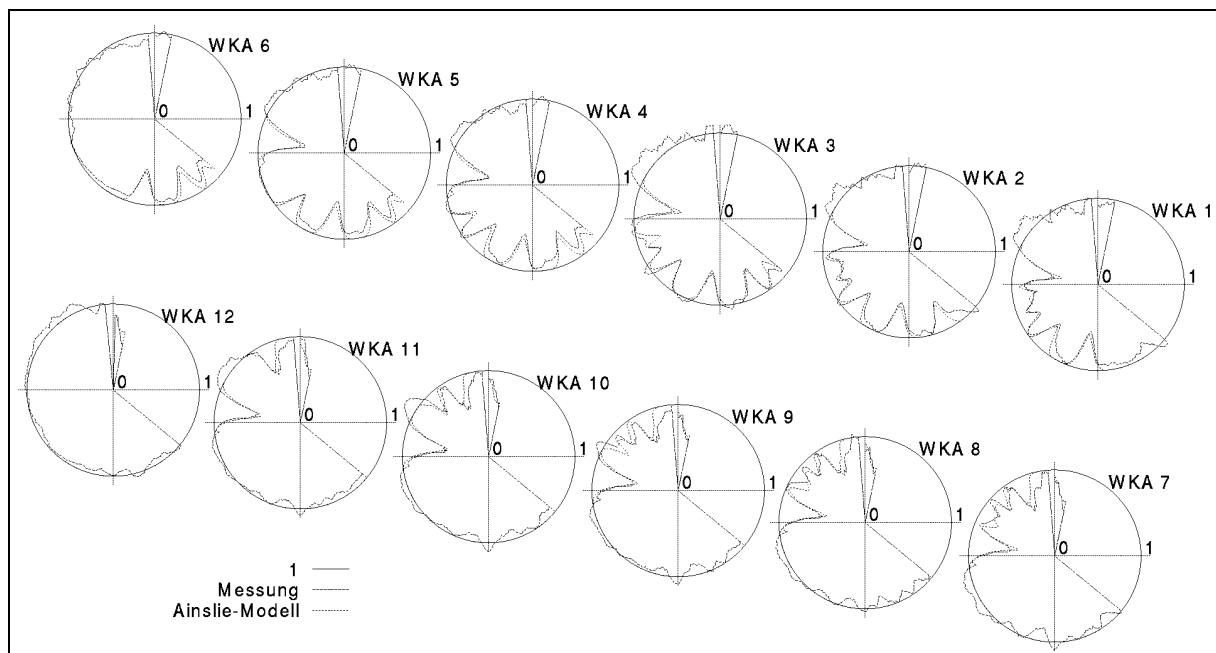


Bild 2: Efficiencies Messung und Modellierung (Ainslie-Modell) Windpark Hamswehrum; Richtungsbereiche, bei denen die Windmessung abgeschattet war, wurden nicht berücksichtigt

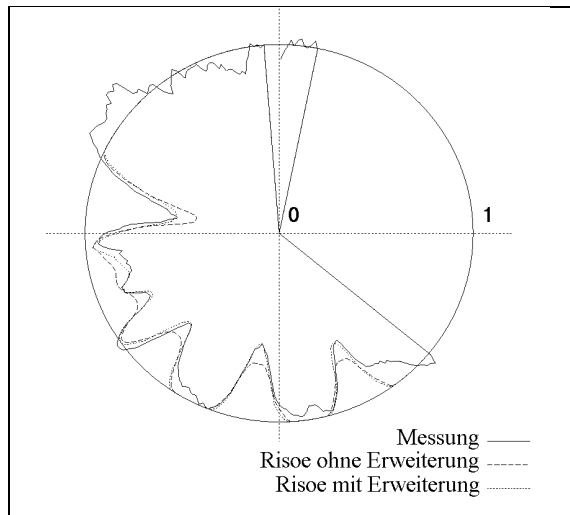


Bild 3: Efficiencies WKA 2 Windpark Hamswehrum

3.4 Der Windpark Husum

Der Windpark Husum besteht aus 15 Anlagen zweier Typen in komplexer, höhengestaffelter Aufstellung (siehe Bild 4). Alle Anlagen sind Stall-geregelt und drehzahlstarr mit einer Nennleistung von 250 kW und Nabenhöhen von 28.5 m und 55 m. Der Windpark ist als Demonstrationsprojekt zur Untersuchung des 'bush and tree' Konzeptes geplant worden, das darauf zielt, durch die Kombination unterschiedlicher Nabenhöhen in einem Park die Abschattungsverluste zu minimieren.

3.5 Vergleich von Messung und Modell beim Windpark Husum

Bild 5 zeigt exemplarisch für WKA 1 bis 3 und WKA 15 die gemessenen und mit dem Ainslie-Modell modellierten Efficiencies. Die sehr stark unterschiedlichen Leistungsreduktionen bei Wakes zwischen Anlagen mit gleicher und unterschiedlicher Nabenhöhe sind deutlich zu erkennen. Die Übereinstimmung von Messung und Modellierung kann noch als gut bezeichnet werden, zumal aufgrund der stark differierenden Bodenrauigkeit in der Umgebung des Parks die Meßunsicherheiten deutlich größer sind als beim Windpark Hamswehrum.

Durch die sehr große Differenz in den Nabenhöhen von mehr als einem Rotordurchmesser sind die Abschattungseffekte zwischen hohen und niedrigen Anlagen sehr klein. Dieser Effekt wurde sowohl mit den verwendeten Modellen berechnet als auch durch die Messungen bestätigt.

4 Vergleich des 'bush and tree' Konzeptes bei On- und Offshore Standorten

Die mit der Validierung der Modelle gewonnenen Erfahrungen können zur Modellierung auch komplexerer Windparks verwendet werden. Als Anwendungsbeispiel werden die Parkverluste eines Windparks mit Anlagen unterschiedlicher Nabenhöhe an einem Onshore- und Offshore-Standort modelliert und verglichen.

4.1 Modellpark

Der verwendete Modellwindpark besteht aus 8 Anlagen in zwei quer zur Hauptwindrichtung Südwest angeordneten Reihen. Die Abstände zwischen den Anlagen betragen 4 Rotordurchmesser. Als Anlagentyp wurde eine

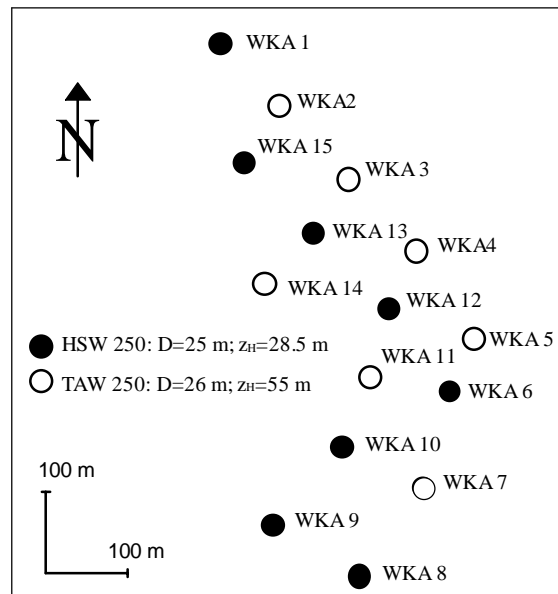


Bild 4: Layout Windpark Husum

typische stall-geregelte Anlage mit 600 kW Nennleistung und 43 m Rotordurchmesser gewählt. Zur Untersuchung des Effektes unterschiedlicher Nabenhöhen ('bush and tree' Konzept) wurde die Nabenhöhe der südwestlichen Reihe nach unten und die der nordöstlichen Reihe symmetrisch um den gleichen Betrag nach oben verschoben. Die mittlere Nabenhöhe im Park beträgt immer 50 Meter. Durch dieses Verfahren ändert sich der berechnete Jahresenergieertrag des Gesamtparks ohne Berücksichtigung von Wakeeffekten bei Verschiebung der Nabenhöhen nur um maximal 1.5%.

4.2 Beispielrechnungen

Zur Modellierung wurde das Ainslie-Modell verwendet (Turbulenzintensität in freier Strömung Onshore 16%, Offshore 7.5% und in Wakes Onshore 29%, Offshore 16%). Für die Modellierung des vertikalen Profils

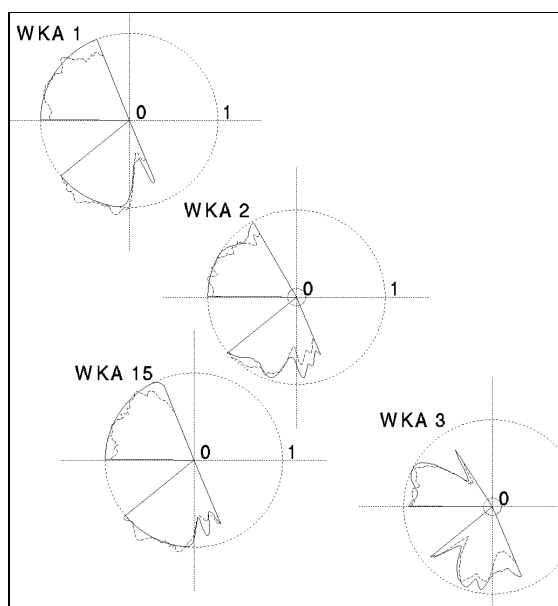


Bild 5: Efficiencies WKA 1-3 und 15 Windpark Husum

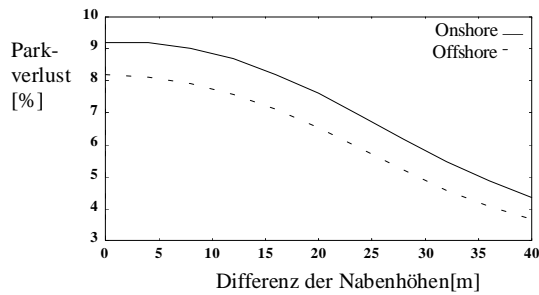


Bild 6: Relativer Parkverlust des Modellparks

der Windgeschwindigkeit wird das logarithmische Höhenprofil angenommen. Die durch Wakes entstehenden Differenzen zum Profil der freien Anströmung werden als Impulsdifferenzen berücksichtigt.

Für die Beispielrechnungen wurden meteorologische Daten für das nordwestdeutsche Küstengebiet verwendet. Die Bodenrauigkeit der Umgebung wurde als homogen angenommen (Onshore: 0.1 m, Offshore 0.0001 m).

4.3 Vergleich der Parkverluste

Der prognostizierte Jahresenergieertrag für einen Park mit der einheitlichen Nabenhöhe von 50 Metern beträgt 8380 kWh am Onshore- und 15430 kWh am Offshore-Standort. Die Veränderung des relativen Parkverlustes mit zunehmender Differenz der Nabenhöhen zeigt Bild 6, der absolute Parkverlust ist in Bild 7 dargestellt.

Der relative Parkverlust ist bei dem Offshore-Standort kleiner als an Land. Dies ist eine Folge der bei höheren Windgeschwindigkeiten deutlich verminderten Schubbeiwerte, die zu schwächer ausgeprägten Wakes und damit zu geringeren relativen Verlusten führen. Die kleinere Turbulenzintensität, die wegen des größeren Impulstransportes in die Wakeregion tendenziell zu einer stärker ausgeprägten Wake und damit zu höheren relativen Parkverlusten führt, spielt dagegen offensichtlich eine untergeordnete Rolle.

Trotz des kleineren relativen Parkverlustes ist der absolute Parkverlust beim Offshore-Standort deutlich höher als Onshore, was auf den dominierenden Einfluß der wegen der höheren Windgeschwindigkeiten insgesamt größeren Erträge zurückzuführen ist.

5 Zusammenfassung

Die Übereinstimmung der vorgestellten Modelle mit den Freifeldmessungen ist als gut bis sehr gut zu bezeichnen. Abweichungen zwischen modellierten und gemessenen Werten sind klein im Vergleich zu den Meßunsicherheiten. Die Erweiterung der Modelle zur Unterscheidung von einfachen und geschachtelten Wakes führt zu einer deutlichen Verbesserung der Modellierung insbesondere in Hinblick auf die Prognose der Leistungsabgaben einzelner Anlagen.

Bei der Verwendung des Risø-Modells wurde der freie Modellparameter 'Wakeöffnungswinkel' durch Anpassung an die jeweilige Messung gewonnen. Für die Anwendung des Modells muß dieser Wert geschätzt

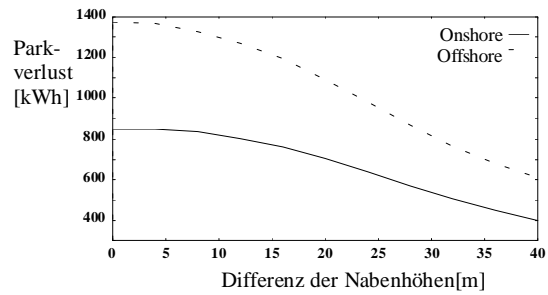


Bild 7: Absoluter Parkverlust des Modellparks

werden, was einen erheblichen Unsicherheitsfaktor darstellt.

Beim Ainslie-Modell können dagegen die verwendeten Parameter ohne Messung mit einfachen Methoden abgeschätzt werden. Durch eine Variation der Parameter wurde festgestellt, daß die Beschreibung der Turbulenzintensität nach Quarton hierfür gut eignet (siehe [1]).

Zur Minimierung der Abschattungsverluste bei gleichzeitig hoher Flächenausnutzung wurde der Windpark Husum in einer 'bush and tree' Aufstellung errichtet. Die Auswertung der Messungen zeigt die Wirksamkeit dieses Konzeptes. Die Berechnungen mit den verwendeten Modellen stimmen gut mit den Messungen überein. Für die quantitative Validierung des modellierten vertikalen Profils der Windgeschwindigkeit sind aber weitere Messungen an einem Windpark mit geringerer Differenz der Nabenhöhen nötig.

Modellrechnungen zeigen, daß an einem Offshore-Standort die prozentualen Parkverluste kleiner sind als an Land. Wegen der höheren Erträge Offshore ist trotzdem der relative Parkverlust deutlich höher. Dadurch ist auch der zusätzliche Ertrag größer, der mit einer 'bush and tree' Aufstellung erreicht werden kann. Eine Wirtschaftlichkeitsrechnung müßte zeigen, ob dieser Effekt zu einem ökonomischen Vorteil dieses Konzeptes führt.

Literatur

- [1] Lange, B: Validierung und Verbesserung von Windparkmodellen durch detaillierte Analyse von Leistungsmessungen in großen Windparks. Diplomarbeit, Universität Oldenburg, 1996
- [2] Beyer, H.G., B. Lange, H.-P. Waldl: Modelling Tools for Wind Farm Upgrading. EUWEC 1996
- [3] Jensen, N.O.: A note on wind generator interaction. Techn. Report M-2411, Risø, Denmark 1993
- [4] Ainslie, J.: Calculating the flow field in the wake of wind turbines. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 27 (213-224), 1988
- [5] Quarton, D. and J. Ainslie: Turbulence in wind turbine wakes. Wind Engineering, 14 (1), 1990

Danksagung

Diese Arbeit wurde von den Energieversorgungsunternehmen EWE, Schleswig und HEW sowie vom BMBF unter der Fördernummer 0329165A gefördert. Die Messungen am Windpark Husum wurden von der Firma ESN 'Energie Systeme Nord' durchgeführt und uns freundlicherweise zur Verfügung gestellt. Bei der Messung am Windpark Hamswehrum wurden wir vom DEWI unterstützt.