

Windfeld hinter einer Windenergieanlage vom Typ ENERCON E-66, Nabenhöhe 65 Meter. Die blaue Färbung kennzeichnet hohe Windgeschwindigkeiten, weiß niedrige.

# Turbulente Windparkplanung

Ist der Platz im Onshore-Windpark knapp, können komplexe Turbulenzsimulationen die Planungssicherheit erhöhen und vor kostspieligen Überraschungen schützen.

Viele Regionen wollen in naher Zukunft stärker in regenerative Energien investieren. Der Trend geht zu immer leistungsfähigeren Windparks. Hier prallen Wunsch und Wirklichkeit aufeinander. Denn erstens ist der Platz in Deutschland begrenzt. Zweitens gibt es fast überall bestehende Windenergieanlagen oder Gebäude, die berücksichtigt werden müssen. Jeder Planer muss sich fragen, wie groß der Abstand zwischen Windenergieanlagen oder zu benachbarten Bauwerken sein muss. Für das Verständnis der Wechselwirkungen ist es wichtig zu wissen, wie sich der direkte Nachlauf einer Windenergieanlage oder eines hohen Gebäudes auswirkt und wie schädigend er sein kann.

Das Problem: Genau darüber ist bisher wenig bekannt. Während Messmasten immer nur wenige Punkte messen, ermöglichen erst computergestützte Strömungssimulationen (Computational Fluid Dynamics – CFD) und entsprechende Rechnerleistungen, die Berechnung dreidimensionaler, turbulenter Windfelder im Nachlauf von Windenergieanlagen. Anhand der Ergebnisse einer solchen Simulation lassen sich wesentlich belastbarere Aussagen über ein turbulentes Windfeld treffen. Die instationären Berechnungen und die daraus generierten Daten und Animationen versetzen den Anwender in die Lage, das Windfeld an jedem Punkt im Nachlauf zu analysieren und geben Aufschluss darüber

wie die Wirbel miteinander verbunden sind – eine Methode mit Potenzial.

## Normen: Design und Realität

Windenergieanlagen sind Umweltbedingungen und elektrischen Einflüssen ausgesetzt, die Belastung, Haltbarkeit und den Betrieb beeinträchtigen können. Die Umweltbedingungen lassen sich in Wind- und übrige Bedingungen, wie Temperaturen, Luftfeuchte oder Strahlung unterteilen. Für die Integrität der Konstruktion sind die Windbedingungen die primär zu berücksichtigenden Einflussfaktoren.

Doch auch für die Windbedingungen gilt: Jeder Standort ist anders. Für die Aus-

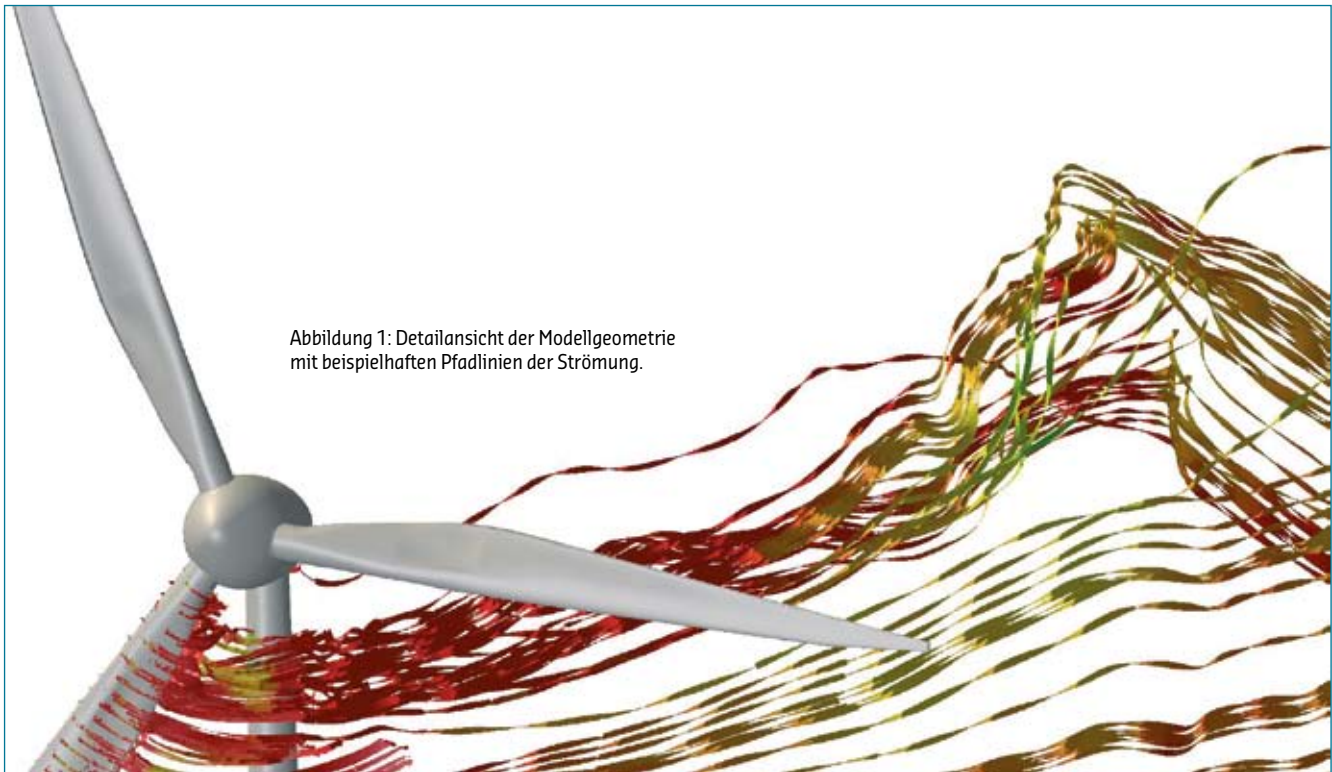


Abbildung 1: Detailsicht der Modellgeometrie mit beispielhaften Pfadlinien der Strömung.

legung von Windenergieanlagen im Rahmen der Typenprüfung beziehungsweise Zertifizierung werden daher verschiedene Windzonen definiert. Die Grundparameter für diese Windzonen bilden mittlere Windgeschwindigkeiten und Turbulenzklassen. Letztere sind im Wesentlichen durch die Turbulenzintensität definiert, dem Verhältnis der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit zu ihrem Mittelwert bezogen auf einen Messzeitraum von zehn Minuten.

International werden nach IEC [1] die Windgeschwindigkeiten numerisch und die Turbulenzklassen alphabetisch nummeriert. Das ergibt die Windzonenbezeichnungen, wie etwa „IEC IIA“.

2004 wurde mit der DIBt-Richtlinie (Deutsches Institut für Bautechnik: Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung) nur die höchste Turbulenzklasse A nach IEC übernommen, sodass in Deutschland bei der Bezeichnung der Windzonen die Nennung der Turbulenzklasse entfallen kann.

Die Parameter für die mittlere Windgeschwindigkeit und die Turbulenzklasse sind allerdings nur die Spitze des Eisberges der Windzonendefinition. Dahinter verbergen sich eine Vielzahl weiterer Windparameter, um die externen Bedingungen vollständig zu definieren. Dies sind unter anderem die Schräganströmung,

die Windgeschwindigkeitsverteilung, das Höhenprofil der Windgeschwindigkeit und eine Vielzahl von Extremereignissen. All diese Daten sind nötig, um die Kräfte und Momente, die auf die Windenergieanlage einwirken, bestimmen zu können und daraus die Belastung und Ermüdung auf eine Betriebszeit von 20 Jahren hochzurechnen.

Man spricht von den Designlasten einer Windenergieanlage, die sich der Realität des jeweiligen Standortes stellen müssen. Dabei sind die Windparameter der Windzone so gewählt, dass sie möglichst die meisten Anwendungsfälle erfassen sollen, jedoch nicht die genaue Darstellung eines spezifischen Standortes verkörpern.

## CONDITION MONITORING SYSTEME



### Diagnosesystem zur Fehlerfrüherkennung

- AZT und GL konform
- Hohe Diagnosesicherheit
- Anlagenüberwachung via Internet
- Für Offshore Windparks
- Zur Nachrüstung

### Weitere Angebote

- Meßgeräte und Zubehör
- Servicemessungen
- Schwingungstechnische Gutachten

www.my-sen.de • vertrieb@my-sen.de  
 Weimarische Straße 10 • 07407 Rudolstadt  
 T: +49 3672 – 3186 0 • F: +49 3672 – 3186 200

Besuchen Sie uns zur  
 HUSUM WindEnergy 2010  
 in Halle 3 am Stand 3A06



### Windparks richtig ausgelegt

Die Windparameter sind daher grundsätzlich für den jeweiligen spezifischen Standort nachzuweisen. In der Praxis steht die mittlere Windgeschwindigkeit und die Turbulenzintensität auf Nabenhöhe am Standort im Mittelpunkt. An dieser Stelle kommt die Windparkkonfiguration ins Spiel. In Windrichtung vorgelagerte Windenergieanlagen erniedrigen zwar die Windgeschwindigkeit für die nachfolgenden Windenergieanlagen, erhöhen aber deren Turbulenzbelastung. Bei zu enger Aufstellung werden irgendwann die Designlasten überschritten. Dieser Einfluss ist nach DIBt-Richtlinie zu berücksichtigen, wenn der Abstand zur benachbarten Windenergieanlage für typische küstennahe Standorte kleiner gleich dem Fünffachen und für typische Binnenstandorte kleiner gleich dem Achtfachen des Rotordurchmessers beträgt. Diese Grenz-

abstände, ab denen die gegenseitige Beeinflussung vernachlässigt werden kann, werden bei aktuellen Planungen und Repowering-Projekten in Deutschland praktisch immer unterschritten.

Die DIBt-Richtlinie bringt auch gleich ein Verfahren mit, um diesen Einfluss zu bewerten. Alle standortspezifischen Parameter, die Windparkkonfiguration und Materialkonstanten werden in eine virtuelle, so genannte „effektive Turbulenzintensität“ überführt, die durch die Turbulenzklasse der Windzone abgedeckt sein muss. Eine bewährte, langjährig erprobte Methode und Grundlage für die heutige Genehmigungspraxis.

### Wissenslücke Komplexität

Nur hatte man bei der Entwicklung dieses Modells nicht die engen Anlagenabstände vor Augen, die heute geplant werden. Die effektiven Turbulenzintensitäten steigen

bei sehr engen Abständen exponentiell an. Ein Limit für viele aktuelle Planungen. Zwar ist es möglich, mit diesen effektiven Turbulenzintensitäten die Kräfte und Momente an der Windenergieanlage in aufwändigen Lastberechnungen neu zu ermitteln, aber hier geht man mit einem einzelnen Eingangswert in ein komplexes Verfahren, das eigentlich keine einzelne Eingangsgröße benötigt, sondern detaillierte Informationen über die räumliche und zeitliche Verteilung von Wirbeln, deren Kohärenzlängen und die vorliegenden Windgeschwindigkeitsgradienten.

Genau das war im Detail für die Nachlaufströmung hinter Windenergieanlagen nicht bekannt. Man konnte nur ahnen, welches Potenzial für die Windparkplanung sich hier noch schöpfen lässt. Um zu verstehen, worin die Hemmnisse für die Schließung dieser Wissenslücke liegen, ist es notwendig, einen genaueren Blick auf die Modellierung turbulenter Strömungen zu werfen. Denn eines ist sicher: Mit punktuellen Messungen allein ist dem komplexen dreidimensionalen Windfeld hinter einer Windenergieanlage nicht beizukommen.

Ab einer kritischen Strömungsgeschwindigkeit vollzieht sich der Wechsel von der so genannten laminaren zur turbulenten Strömung. Die Strömung wird hochgradig dreidimensional und chaotisch. Anschaulich wird dabei, wie die in großen Wirbeln enthaltene Energie über eine Wirbelkaskade an immer kleinere Wirbel abgeben wird, bis sie schließlich auf molekularer Ebene in Wärme dissipiert wird.

Fast alle Strömungen von technischem Interesse sind turbulent und die bodennahe Strömung der Atmosphäre ist es auch, sobald mehr als ein laues Lüftchen weht. Theoretisch stellt dies kein Problem dar. Die physikalischen Gleichungen zur Beschreibung der Vor-

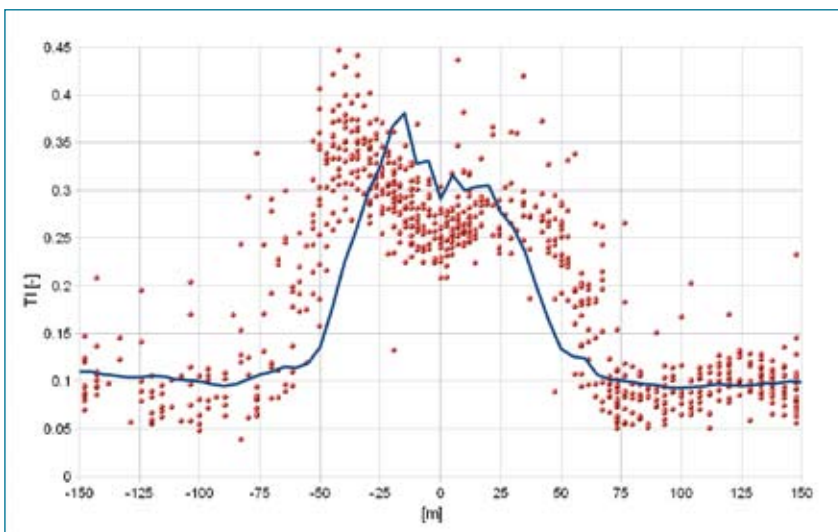


Abbildung 2: Lokale Turbulenzintensität auf Nabenhöhe 2.06 Rotordurchmesser hinter der Windenergieanlage. Vergleich von 10-Minuten-Mittelwerten aus Messungen bei 8 bis 12 m/s Anströmwindgeschwindigkeit (rote Punkte) mit 5-Minuten-Mittelwerten der Simulation bei 10 m/s Anströmwindgeschwindigkeit (blaue Linie).



Abbildung 3:  
Mäandernder  
Nachlauf hinter einer  
ENERCON E-66 mit  
65 Meter Nabenhöhe.  
Die blaue Färbung  
kennzeichnet hohe  
Windgeschwindig-  
keiten, weiß niedrige.

gänge, die Navier-Stokes-Gleichungen, sind bekannt. Sie müssen für praktische Anwendungen numerisch gelöst werden. Hierzu unterteilt man das Berechnungsgebiet in viele kleine Teilvolumina (Berechnungszellen) und genau hier beginnt das Problem: Sollen alle turbulenten Vorgänge erfasst werden, muss das Berechnungsgitter auch die kleinsten Wirbelstrukturen auflösen. An der Blattspitze einer sich drehenden Windenergieanlage besitzen diese eine Ausdehnung von wenigen Mikrometern, im Bereich des Nachlaufs sind sie deutlich größer. Grob geschätzt würde die Berechnung der Nachlaufströmung einer Windenergieanlage mehr als  $10^{17}$  Berechnungszellen erfordern – etwa das Einmilliardenfache des zurzeit Möglichen.

## Es gibt kein Universal-Modell

In der Praxis formuliert man daher die Navier-Stokes-Gleichungen für die zeitlichen Mittelwerte der Strömung. Die Fluktuationen der Strömung werden ausgeblendet bzw. in zusätzliche mathematische Terme verschoben, die Reynoldsspannungen. Man spricht dann von den Reynolds-gemittelten Navier-Stokes-Gleichungen (Reynolds Averaged Navier-Stokes RANS). Die Reynoldsspannungen stellen zusätzliche Unbekannte dar, die über Turbulenzmodelle mit bekannten Größen verknüpft werden müssen. Hier tut sich ein weites Feld von Turbulenzmodellen auf, die alle für verschiedene Anwendungsfälle entwickelt, angepasst und validiert wurden. Sie sind unterschiedlich aufwändig und niemals universell einsetzbar.

Es gibt Turbulenzmodelle zweiter Ordnung, die direkte Transportgleichungen für die Reynoldsspannungen formulieren. Die Formulierung anderer Transportgleichungen als die für die Rey-

noldsspannungen basiert typischerweise auf der Einführung einer Wirbelviskosität und führt zu den Turbulenzmodellen erster Ordnung. Die Arbeitspferde der ingenieurtechnischen Turbulenzmodellierung sind die 2-Gleichungs-Modelle erster Ordnung. Zu ihnen gehört das  $k-\epsilon$ -Modell. Die Größe  $k$  steht dabei für die turbulente kinetische Energie und  $\epsilon$  für die physikalisch nur schwer interpretierbare Dissipationsrate.

Die noch immer aufwändige dreidimensionale Simulation liefert jetzt nur Mittelwerte der turbulenten Strömung. Alle Detailinformationen über die räumlichen Schwankungen gehen verloren. Übrig bleibt die Verteilung einer turbulenten kinetischen Energie – zu wenig, um damit die Lasten auf eine Windenergieanlage berechnen zu können.

## LES-Simulation wird populärer

Einen Ausweg bieten Large-Eddy-Simulationen (LES). Wie der Name nahelegt, werden die Schwankungen bis zu einer bestimmten Wirbelgröße direkt berechnet und nur die kleineren Wirbel durch ein Turbulenzmodell abgebildet. Befördert wird diese Methode durch die Tatsache, dass sich in der atmosphärischen Strömung die Energie transportierenden Wirbel und die Energie vernichtenden Wirbel auf unterschiedliche Größenbereiche aufteilen. Die entscheidenden, Energie transportierenden Wirbel können damit im Modell aufgelöst werden.

Der Hauptnachteil der Methode liegt im größeren Rechenaufwand, der gegenüber den RANS-Simulationen etwa um den Faktor 1000 steigt. Mit aktuellen Rechnerleistungen rücken die LES-Simulationen jedoch von der Forschungs- auf die Anwendungsseite.

Wir arbeiten seit zehn Jahren an einem besseren Verständnis der turbu-

# High performance Leitungen



**HELLOWIND® WK-SERIE**  
Getestet auf 18.000 Torsionszyklen!

Wir bieten Ihnen die optimale und individuelle Lösung für jegliche Anwendung in der Windenergieanlage. Mit unserem Vollsortiment bekommen Sie alles - Kabel und tordierbare Leitungen, Daten- und Netzwerktechnik sowie Zubehör - aus einer Hand. Sprechen sie mit uns. Wir beraten Sie bei den Themen:

### Gondel

Leitungen mit erhöhter Öl- und Hitzebeständigkeit

### Loop

Alle tordierbaren Leitungen in unserem Testturm auf 18.000 Torsionszyklen getestet

### Turm

Flexible Aluminium-, sowie Kupferkabel und Lichtwellenleiter

Alle Anforderungen hinsichtlich klimatischen Bedingungen von -55°C bis +145°C, Offshore-Anwendungen, hohe Brandprüfungen sowie internationale Approbationen nach UL, CSA, FT4, CE, VDE und WTTC können erfüllt werden.

Besuchen Sie uns.



**HELUKABEL® GmbH · Stammsitz**  
71282 Hemmingen  
Dieselstr. 8-12  
Tel. 07150 9209-0  
Fax 07150 81786  
info@helukabel.de

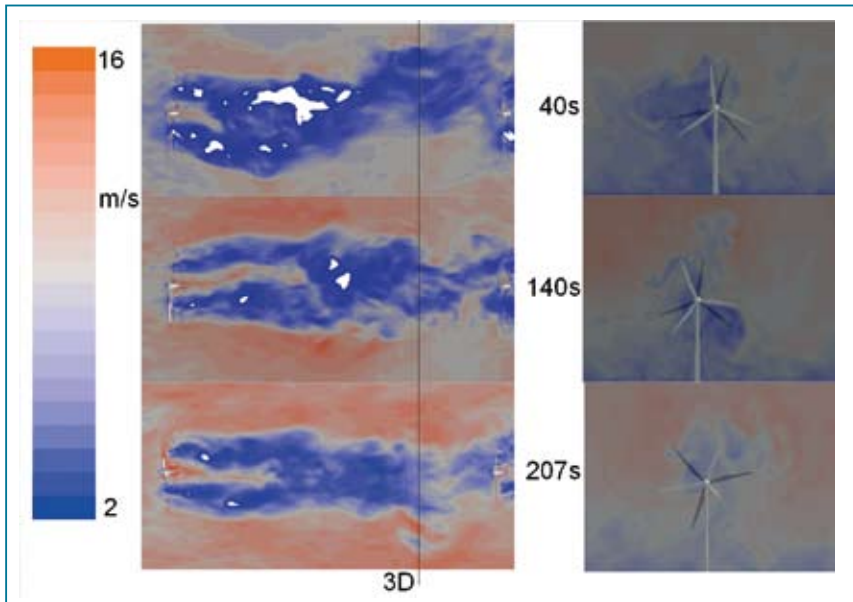


Abbildung 4: Momentaufnahmen des Windfeldes bei einer Simulationszeit von 40, 140 und 207 Sekunden. Links steht der Betrag der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe in einer horizontalen Fläche, rechts in einer vertikalen Fläche. Der Abstand zur hinteren Windturbine (dunkelgraue Blätter) beträgt drei Rotordurchmesser.

lenten Belastung in Windparks. Der dreidimensionalen Modellierung der Nachlaufströmung von Windturbinen kommt hierbei eine Schlüsselrolle zu. 2003 konnten die Simulationsmodelle im Rahmen eines Forschungsprojektes des DIBt das erste Mal mit hoch aufgelösten Messdaten hinter einer Windenergieanlage vom Typ ENERCON E-66 mit 65 Meter Nabenhöhe verglichen werden [2]. Seitdem wurde das Modell immer weiter verbessert [3].

In den aktuellen Modellen wurden zwei Windenergieanlagen vom Typ ENERCON E-66 mit 65 Meter Nabenhöhe, im Abstand von 4,25 Rotordurchmessern sowie eine Einzelanlage desselben Typs modelliert. Eingesetzt wird die Simulationssoftware FLUENT 12 der Firma ANSYS. Das Modell bildet die komplette Geometrie der Windenergieanlagen einschließlich der aerodynamischen Blattprofile [4] ab. Der Rotor wird mit konstanter

Drehzahl, passend zur betrachteten Windgeschwindigkeit, gedreht. Die Blätter sind ebenfalls drehbar, wurden aber im betrachteten Zeitraum mit konstantem Pitchwinkel gefahren. Für die Anströmung wurde ein dreidimensionales, voll turbulentes Windfeld nach von-Karman verwendet, das die Anforderungen der DIBt-Richtlinie an die Windfeldmodellierung für die Lastberechnung von Windenergieanlagen erfüllt. An etwa 50.000 Messpunkten im Nachlauf wurden jeweils die Windgeschwindigkeitskomponenten in den drei Achsenrichtungen aufgezeichnet. Abbildung 1 gibt einen Eindruck von der Modellgeometrie.

Eine Validierung der Simulationsergebnisse erfolgte mit den Messungen im Abstand des 2,06-Fachen Rotordurchmessers hinter der Windenergieanlage aus [2]. Dabei wurden die bei 10 m/s mittlere Windgeschwindigkeit auf Na-

benhöhe durchgeführte Simulation mit Messergebnissen im Bereich 8 bis 12 m/s verglichen. Abbildung 2 zeigt den Vergleich der ermittelten Werte der Simulation über einen Zeitraum von fünf Minuten mit den 10-Minuten-Mittelwerten aus den Messungen. Man erkennt, dass das Niveau und auch die unsymmetrische Verteilung der Turbulenzintensität im Nachlauf voll getroffen wird. Die Breite des Nachlaufs ist im Vergleich mit den Messungen etwas zu schmal ausgefallen. Dazu ist anzumerken, dass die Messungen naturgemäß einen wesentlich breiteren Bereich von Strömungsbedingungen abdecken. Darüber hinaus ist nicht klar, inwieweit das verwendete Windmodell nach von-Karman die Realität der Anströmung trifft. Es ist offensichtlich, dass stärkere Richtungsschwankungen in der Anströmung auch zu einer größeren Aufweitung des Nachlaufs führen.

### Unberechenbare Phänomene

Diese Aufweitung stellt einen wichtigen Aspekt der Nachlaufströmung dar: Im Nachlauf einer Windenergieanlage entsteht ein Windgeschwindigkeitsdefizit, dass von den Rotorblättern durch die umgebende Windströmung wieder aufgefüllt wird. Langfristig muss sich das Nachlaufdefizit wieder schließen und verschwinden. Die in Messungen beobachtete Aufweitung des Nachlaufs rührt im Wesentlichen daher, dass der Nachlauf mäandert oder anschaulich formuliert wie eine Fahne im Wind flattert. Dieses Mäandern wird in den Messwerten über zehn Minuten ermittelt und suggeriert eine Aufweitung, die auf kleineren Zeitskalen nicht vorhanden ist. Dieser Effekt ist auch in den Simulationen zu beobachten und in Abbildung 3 gut zu erkennen. Das Mäandern trägt maßgeblich zu den lokal im Nachlauf ermittelten Turbulenzintensitäten bei – in der Realität genauso wie in der Simulation.

Besuchen Sie uns auf der **HUSUM WindEnergy** 21.-25. Sept. 2010  
Halle 6, Stand 6D13

# WindStrom Group



## Erneuerbare Energie aus Norddeutschland

WindStrom realisiert effiziente, CO<sub>2</sub>-neutrale Projekte zur Energieerzeugung mit hoher wirtschaftlicher Attraktivität. Die Unternehmensgruppe entwickelt, errichtet und betreibt Windparks seit Beginn der 90er Jahre in Deutschland und im europäischen Ausland.

**Niederlassung Oytén**  
An der Autobahn 37, 28876 Oytén  
Tel.: +49 (0) 42 07 / 6 99 08 - 0, Fax: +49 (0) 42 07 / 6 99 08 - 20

**Regionalbüro Schleswig-Holstein**  
Am See 1, 24259 Westensee  
Tel.: +49 (0) 43 05 / 99 77 33, Fax: +49 (0) 43 05 / 99 77 34

WindStrom engagiert sich besonders für die Belange der Anwohner, Landeigentümer und Gemeinden. Sprechen sie uns an – wir sind für Sie direkt erreichbar.

**WindStrom Erneuerbare Energien GmbH & Co. KG Stammhaus**  
Am Torfstich 11, 31234 Edemissen  
Tel.: +49 (0) 51 76 / 92 04 - 0, Fax: +49 (0) 51 76 / 92 04 - 10  
E-Mail: info@windstrom.de, Internet: www.windstrom.de

Aus den Simulationen lässt sich kein wiederkehrendes Muster des Mäanderns erkennen. Auf abrupte Wechsel des Nachlaufs von einer zur anderen Seite innerhalb von weniger als 20 Sekunden folgen Phasen, in denen der Nachlauf über Minuten sehr stabil bleibt. Das Mäandern ist wie die Turbulenz der Strömung chaotisch und nur stochastisch beschreibbar. Auch das zu Beginn der Simulation fast kreisförmige Defizit der Nachlaufströmung wird durch den Prozess des Mäanderns aufgerissen und nimmt beliebige Formen an, wie in den rechten Bildern der Abbildung 4 zu erkennen ist. Dieses Aufreißen der Nachlaufströmung kennzeichnet den Übergang vom Nah- zum Fernbereich der Nachlaufströmung und findet je nach den äußeren Bedingungen etwa im Abstand vom Zwei- bis Fünffachen des Rotordurchmessers hinter der Windenergieanlage statt.

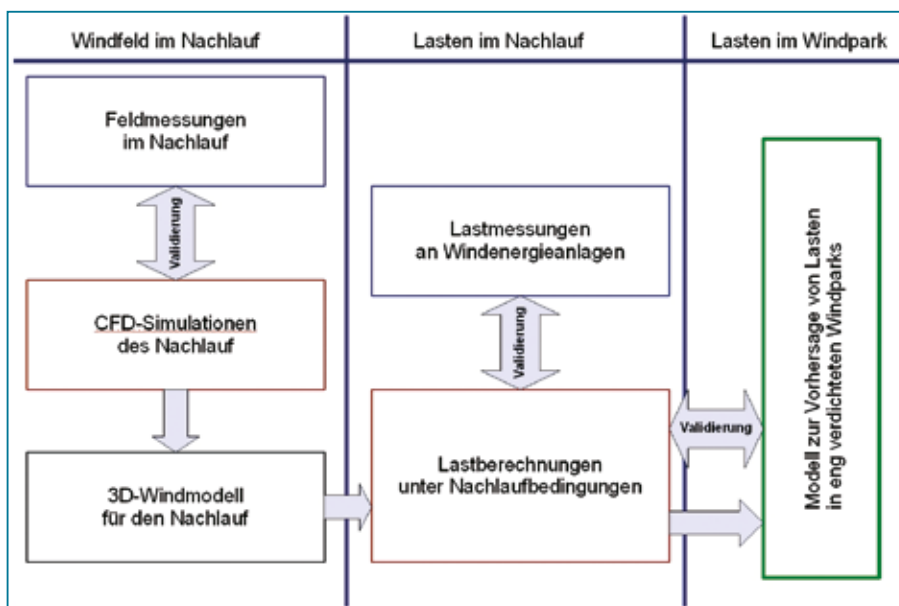



Abbildung 5: Projektskizze zur Entwicklung eines Vorhersagemodell für Lasten in eng verdichteten Windparks.

## Anwendung heute und morgen

Wie anfangs beschrieben wurden die momentan verwendeten Modelle zur Bewertung von Parkkonfigurationen nur für den Fernbereich der Nachlaufströmung entwickelt. Sie extrapolieren dessen Verhalten in den Nahbereich mit der Folge, dass die so ermittelten Lasten immer weiter und exponentiell ansteigen. Die Simulationen deuten hingegen daraufhin, dass diesem Anstieg in der Realität Grenzen gesetzt sind. Wo diese tatsächlich liegen, ist für die immer weiter verdichteten Windparks in Deutschland eine wichtige Fragestellung, denn die Turbulenz wird zunehmend das Nadelöhr der Windparkplanung. Das Werkzeug zum Lösen dieser Fragestellung liefern die LES-Simulationen. Ein möglicher Projektplan für die Entwicklung eines verbesserten Vorhersagemodells für die Lasten in eng verdichteten Windparks ist in Abbildung 5 skizziert.

Angewendet werden diese Strömungssimulationen bereits jetzt für Windenergieanlagen in komplexem Gelände, wie im Gebirge oder an Geländekanten, wo besondere Effekte auftreten. Es kommt zu Wirbelablösungen, Schräganströmungen und verzerrten Höhenprofilen der Windgeschwindigkeit. Dadurch wird die Windenergieanlage unter Umständen extrem belastet. Dreidimensionale Simulationen können solche Probleme schon während der Planungsphase aufdecken und Aussagen zu den auftretenden Belastungen treffen.

Da der Platz für Windenergieanlagen immer knapper wird, schrumpfen auch die Abstände zueinander und zu angrenzenden Bauwerken. Welche Auswirkungen große Gebäude und andere Strukturen auf die Windturbinen haben, lässt sich nur mit Hilfe von Strömungssimulationen zuverlässig einschätzen. 

- [1] International Electrotechnical Commission, IEC 61400-1, Wind turbines – Part 1: Design requirements
- [2] Deutsches Institut für Bautechnik DIBt; Untersuchung des Nachlaufes von Windenergieanlagen und dessen Auswirkung auf die Standsicherheit der benachbarten WEA in Parkaufstellung; Forschungsvorhaben P 32-5-3.78-1007/02
- [3] Wussow, Hahm; LES-Simulation of a turbulent and meandering wake; European Wind Energy Conference and Exhibition (EWEC), 20.-23. April 2010, Warschau
- [4] Daten der Windenergieanlage ENERCON E66, Nabelhöhe 65 m, mit freundlicher Genehmigung der ENERCON GmbH, Aurich



Dr.-Ing.  
Thomas Hahm  
F2E - Fluid & Energy Engineering  
GmbH & Co. KG  
Ingenieurbüro für Strömungsbe-  
rechnung und Energietechnik

DREH- UND GEWINDETECHNIK

# GRAEWE

## Ihre beste Verbindung

- Just in Time Lieferung
- Technischer Support
- Modernste Produktionsmaschinen
- Permanente Fertigungsüberwachung
- Ständige Werkstoffprüfungen
- Qualifizierte Facharbeiter
- Prozessoptimierung und Leistungsverbesserung

Flügelbolzen

Fundamentanker

Stiftschrauben

Gewindestücke

Wir stellen aus!

Husum WindEnergy 2010 · 21. - 25. Sept. · Halle 1 Stand 1E11

Graewe GmbH & Co. KG · Im Bruch 3 · D-57413 Finnentrop-Weringhausen · [www.graewe.de](http://www.graewe.de)