

ERFAHRUNGEN MIT DER ANWENDUNG DES NICHTHYDROSTATISCHEN
MESOSKALIGEN STRÖMUNGSMODELLS GESIMA ZUR WINDPOTENTIALBESTIMMUNG
IN KOMPLEXEM GELÄNDE

Detlev Heinemann, Heinz-Theo Mengelkamp^{}, Martin Strack, Hans Peter Waldl*

*Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Fachbereich Physik, Abteilung Energie und Halbleiterforschung,
26111 Oldenburg, Fax: 0441/798-3326, email: office@ehf.uni-oldenburg.de, www.physik.uni-oldenburg.de/ehf*

^{} GKSS Forschungszentrum Geesthacht, Max-Planck-Str. 1, 21494 Geesthacht*

Zusammenfassung

Zur Windpotentialbestimmung im komplexen Gelände werden zunehmend dreidimensionale, nicht-hydrostatische Strömungsmodelle herangezogen, um den dort vorliegenden komplizierten Strömungsverhältnissen Rechnung zu tragen. Die numerischen Strömungsmodelle sind relativ aufwendig, und es gibt wenig Erfahrungen bezüglich des Einflusses der Modellparameter auf das Ergebnis sowie der mit diesen Modellen erzielbaren Genauigkeit.

In unserem Beitrag werden Ergebnisse zahlreicher durchgeführter Modellrechnungen mit GESIMA für ein 47×74 km² großes Gebiet vorgestellt. Zur Verifizierung werden die berechneten Ergebnisse mit Windgeschwindigkeitsmessungen und erzielten WEK-Energieerträgen im Untersuchungsgebiet verglichen. Es werden ein praktisch nutzbares Konvergenzkriterium zur Anwendung des Modells und die daraus resultierenden Fehler-schranken abgeleitet. Sensitivitätsanalysen des Ergebnisses auf die wichtigsten Eingabeparameter zeigen, daß die mit dem Modell berechneten Ergebnisse mit unterschiedlichen Modellparametern gut reproduzierbar sind. Zur Rechenzeitreduzierung stellen wir Strategien und erste Ergebnisse zur Beschleunigung des Verfahrens vor.

1 Einleitung

Nach einem enormen Zuwachs an den Küstenstandorten wird in Deutschland zunehmend das Binnenland für die Windenergienutzung interessant – im Jahr 1997 wurden mehr als 60% der neu installierten Leistung im Binnenland aufgebaut ([2]). Vielfach liegt hier eine komplex gegliederte Orographie vor, in denen die Windverhältnisse lokal stark variieren und teilweise durch Einflüsse wie orographiefinduzierte Turbulenz und Kanalisierung durch Täler bestimmt werden.

Für die notwendige Planungssicherheit bei der Standortwahl und der Ausweisung von Vorrangflächen für die Windenergienutzung wird ein Verfahren zur verlässlichen Abschätzung des Windenergiepotentials benötigt. Während sich für ebenes Gelände die Methode nach dem Europäischen Windatlas ([3]) bewährt hat, wird das darin enthaltene vereinfachte Orographiemodell der Situation in mäßig oder stark strukturiertem Gelände nicht gerecht ([4], [5]).

Mit einer mesoskaligen nicht-hydrostatischen Strömungssimulation können die für die Windströmung im komplexen Gelände relevanten Effekte berechnet werden. Solche Verfahren werden deshalb zunehmend zur Windpotentialbestimmung eingesetzt (z.B. [6], [7]). Bei der Anwendung dieser Modelle, die in den meisten Fällen ursprünglich für die instationäre Berechnung von Schadstoffausbrei-

tung konzipiert worden sind, liegen jedoch wenig Erfahrungen bezüglich der Eignung für den Zweck der Windpotentialbestimmung vor.

Es werden im folgenden die Anwendung des nicht-hydrostatischen Modells GESIMA zur Berechnung des Windpotentials für ein 47×74 km² großes Gebiet rund um Osnabrück und die dabei gesammelten Erfahrungen hinsichtlich der Genauigkeit und Reproduzierbarkeit des Ergebnisses beschrieben.

2 Anwendung von GESIMA

2.1 Das Strömungsmodell GESIMA

Das mesoskalige nicht-hydrostatische Strömungsmodell GESIMA wurde am GKSS Forschungszentrum Geesthacht entwickelt ([8]) und dient der numerischen Lösung der dreidimensionalen Bewegungsgleichungen (*Reynolds-Gleichungen*). Die Gleichungen werden dazu auf einem terrainfolgenden Rechengitter diskretisiert – die verwendete horizontale Auflösung beträgt 1×1 km², während die Vertikalauflösung von 20 m am Erdboden bis zu 400 m am oberen Rand des Modellgebietes (ca. 4 km Höhe) variiert.

Durch die nicht-hydrostatische Vorgehensweise werden dynamische Druckänderung der Luft berücksichtigt, was den Berechnungsvorgang aufwendiger macht, für die betrachtete Auflösung aber unumgänglich ist.

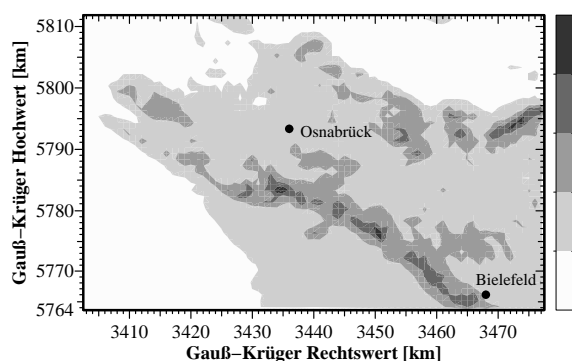


Abb. 1.: Die Orographie [Höhe über NN in m] des Untersuchungsgebietes.

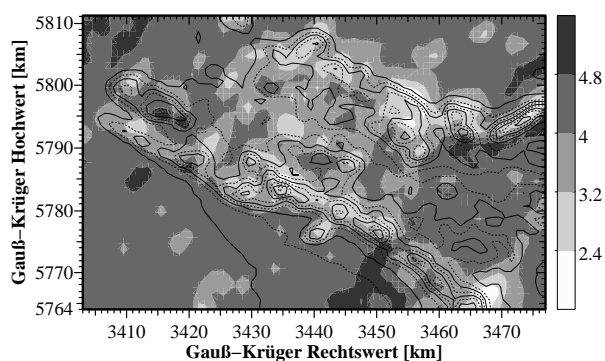


Abb. 2.: Berechnete Windgeschwindigkeit [m/s] in 30 m Höhe bei Anströmung aus SSW.

2.2 Anwendungsverfahren

Grundlage für die Berechnung des bodennahen Windpotentials ist eine 12-jährige Zeitreihe (1979-1991) des mit Radiosonden gemessenen geostrophischen Windes und des vertikalen Temperaturgradienten zwischen 100 m und 1500 m Höhe. Bereits vom Lieferanten der Daten, dem Deutschen Wetterdienst, wurden diese mittels einer *Clusteranalyse* in 143 typische Strömungssituationen (*Cluster*) klassifiziert, die jeweils durch eine geostrophische Windgeschwindigkeit und -richtung sowie einen atmosphärischen Schichtungszustand charakterisiert sind.

Für jeden Cluster wird eine GESIMA-Simulation durchgeführt, wobei der geostrophische Wind als Antrieb auf das Strömungsfeld wirkt, während die thermische Schichtung vorgegeben wird. Das Modell wird quasi-stationär betrieben, d.h. nach einer Initialisierung des Modellgebietes erfolgt ein Iterationsprozess mit fortschreitender Modellzeit, der auf ein stationäres Ergebnis führt.

Aus der mit der jeweiligen Clusterhäufigkeit gewichteten Summierung aller Ergebniswindfelder ergeben sich die Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsverteilungen für jeden Punkt des Modellgitters.

3 Windpotential im Untersuchungsgebiet

Das Untersuchungsgebiet stellt die südliche Hälfte des Landkreises Osnabrück dar, für den im Rahmen einer früheren Studie mit GESIMA bereits das Windpotential berechnet worden ist ([6]). Die Orographie des Gebietes ist in Abb. 1 dargestellt. Als zentralen Höhenzug erkennt man den Teutoburger Wald, der Höhen bis über 300 m aufweist und dicht bewaldet ist, und das Wiehengebirge am östlichen Rand. Die flachen Gebiete sind überwiegend landwirtschaftlich genutzte Flächen mit wenig Baumbestand.

3.1 Strömungseffekte

In Abb. 2 ist das berechnete Geschwindigkeitsfeld in 30 m Höhe über Grund für einen Cluster mit ei-

ner Bodenwindrichtung aus SSW dargestellt. Man erkennt hier einige Effekte, die für die Strömung im Untersuchungsgebiet bestimmend sind. Über den dicht bewaldeten Gipfeln und in deren Windschatten ist die Windgeschwindigkeit deutlich reduziert. Der orographiebedingte Beschleunigungseffekt kommt wegen der hohen Bodenrauigkeit nicht zum Tragen. Über unbewaldeten Erhöhungen wie an der Koordinate (3415,5795) oder an der südlichen Flanke des Wiehengebirges (3470,5794) ist hingegen die Windgeschwindigkeit gegenüber dem Umland erhöht.

3.2 Verifizierung mit Meßwerten

Das berechnete Endergebnis wurde zur Verifizierung mit Bodenwindmessungen verglichen (Tab. 1). Für die Stationen Osnabrück (Meßzeitraum 1980-1994) und Greven (1982-1994) werden die mittleren Windgeschwindigkeiten im Bereich von ± 0.3 m/s wiedergegeben, die Energiefußdichte weicht um bis zu 20% ab. Die Station ISET2022 zeigt größere Unterschiede, was an dem abweichenden Meßzeitraum (1991-1995) liegen kann.

Meßstandort, Meßhöhe [m]	V [m/s]		P [W/m ²]	
	Sim.	Meß.	Sim.	Meß.
Greven, 10	3.4	3.7	59	74
ISET2022, 10	3.5	2.9	64	45
Osnabrück, 18	3.0*	3.2	41*	42
Osnabrück, 30	3.8	3.8*	81	88*

Tab. 1.: Vergleich simulierter (*Sim.*) und gemessener Werte (*Meß.*) der mittleren Windgeschwindigkeit (*V*) und Energiefußdichte (*P*). * = vertikal interpolierter Wert.

Insgesamt ist der Vergleich mit bodennahen Windmessungen nicht sehr belastbar, da diese i. allg. von lokalen Einflüssen wie heterogener Rauigkeit und Hindernissen beeinflusst sind, die von GESIMA in der hier verwendeten Auflösung nicht adäquat berücksichtigt werden.

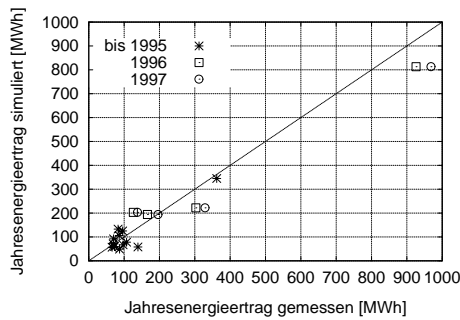


Abb. 3.: Vergleich von gemessenen und simulierten WEK-Energieerträgen.

3.3 Verifizierung mit Energieerträgen

Die Erträge großer Windenergiekonverter (WEK) eignen sich besser für eine Verifizierung, weil die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der Anlagen von lokalen, subskaligen Einflüssen nur wenig beeinflusst ist und zudem eine Mittlung über die Rotorfläche geschieht. Es liegen die Daten einiger kleinerer (<100 kW) und weniger großer WEK im Untersuchungsgebiet vor. In Abb. 3 sind die aus den Simulationsergebnissen unter Verwendung der Leistungskurve berechneten Energieerträge über die tatsächlich festgestellten Energieerträge abgetragen.

Man erkennt bei der größten Anlage, einer 500 kW-Anlage mit 50 m Nabenhöhe, eine Abweichung von 12%-16%, je nach betrachtetem Zeitraum. Die nächstgrößere Anlage zeigt Abweichungen von 5%. Von den mittleren Anlagen wird eine mit ca. 60% unterschätzt – diese befindet sich unmittelbar am Stadtrand von Osnabrück mit sehr heterogener Rauigkeit. Für kleine Anlagen, die stärker von lokalen Effekten beeinflusst sind, sieht man z.T. noch größere Abweichungen. Bei diesen ist eine gewisse Unsicherheit auch auf die Leistungskurven zurückzuführen, die nach Herstellerangaben zugrundegelegt wurden.

4 Modelluntersuchungen

4.1 Konvergenzkriterium und -fehler

Die quasi-stationäre Anwendung von GESIMA erfordert ein Kriterium, mit dem der stationäre Endzustand erkannt und die Rechnung daraufhin beendet werden kann. Dieses Kriterium heißt *Konvergenzkriterium* und ist in GESIMA bisher an der Größe des gesamten vertikalen Impulsflusses im Modellgebiet orientiert: ist dieser Wert konstant, so wird auf ein stationäres Strömungsfeld geschlossen.

In Abb. 4 ist der Verlauf dieser Größe für einen typischen Simulationslauf dargestellt: die Kurve schwingt sich schnell ein und ist ab ca. 30 Modellminuten nahezu konstant. Für den gleichen Simulationslauf wurden zur Einschätzung der Stationarität des Geschwindigkeitsfeldes im Abstand von

15 Modellminuten die Geschwindigkeitsfelder der drei Komponenten U, V und W ausgegeben und die Inkremente gegenüber dem vorherigen Feld bestimmt. Die Extremwerte der Inkremente sind in Abb. 5 aufgetragen. Man erkennt, daß sich nach 120 Modellminuten keine der drei Windgeschwindigkeitskomponenten über 15 Modellminuten um mehr als 0.05 m/s verändert hat – das Windgeschwindigkeitsfeld kann also als stationär betrachtet werden. Der Vergleich mit Abb. 4 legt nahe, daß die Konstanz des Impulsflusses nicht ausreicht, um mit genügender Genauigkeit auf Stationarität zu schließen: nach 45 Modellminuten erscheint der Impulsfluß konstant, es treten jedoch noch Geschwindigkeitsänderungen von fast 0.3 m/s auf.

Als Konsequenz dieser Betrachtungen wurde für die durchgeführten Berechnungen ein Konvergenzkriterium in Abhängigkeit der maximalen Geschwindigkeitsinkremente formuliert: liegen diese innerhalb der Grundsicht im Bereich von ± 0.2 m/s, dann wird das Feld als stationär angenommen. Diese Schranke stellt einen Kompromiß zwischen Rechenzeitbedarf und angestrebter Genauigkeit dar.

Mit Betrachtung des langfristigen Konvergenzverhaltens läßt sich aus den Extremwerten der Inkremente eine Abschätzung des *Konvergenzfehlers*, der den Fehler durch unvollkommene Stationarität angibt, ableiten. Für die berechnete Windpotentialstudie ergibt sich dieser zu ± 0.29 m/s, was eine

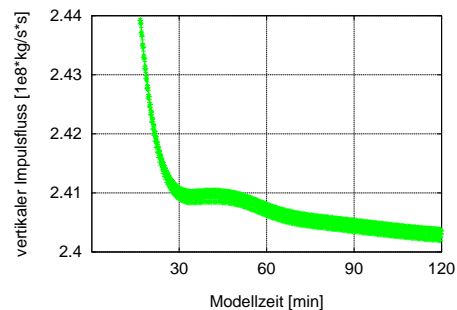


Abb. 4.: Entwicklung des gesamten vertikalen Impulsflusses während einer Modellsimulation mit 120 min Modellzeit.

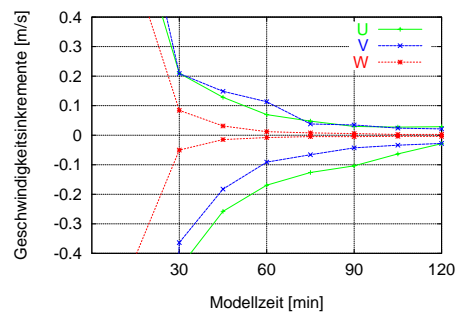


Abb. 5.: Entwicklung der Inkremente der Geschwindigkeitskomponenten U, V und W bei der in Abb. 4 beschriebenen Modellsimulation.

worst-case-Annahme darstellt: Einer dieser Werte wird nur angenommen, falls es einen Punkt gibt, an dem die Berechnung jedes Clusters die maximale Instationarität aufweist. Der tatsächliche Konvergenzfehler dürfte deutlich kleiner sein.

4.2 Numerische Instabilitäten

Die Anwendung des Modells führte in einigen Fällen auf divergierende Berechnungen (1.6% der Gesamthäufigkeit) und nicht-stationäre Ergebnisse (2.1%). Diese Instabilitäten beeinträchtigen nicht das berechnete Ergebnis: in allen Fällen konnten die entsprechenden Cluster durch einen anderen Cluster der gleichen Schichtungsklasse und nahezu der gleichen Windrichtung (max. Abweichung 10°) repräsentiert werden, der entsprechend der Clusterwindgeschwindigkeit hochskaliert wurde.

4.3 Parametervariation

Zur Abschätzung der durch die Wahl der Modellparameter bedingten Unterschiede im Ergebnis wurden die wichtigsten Modellparameter variiert:

- Durch deutliche Variation der *Initialisierung* ergeben sich leicht unterschiedliche Ergebnisse mit bis zu 0.2 m/s Abweichung. Das Modell wird also dem theoretischen Anspruch, daß das Ergebnis unabhängig von der Initialisierung sein sollte, innerhalb realisierbarer Rechenzeiten nicht gerecht. Es ist daher eine physikalisch „vernünftige“ Initialisierung vorzunehmen, die beispielsweise mit einem massenkonsistentem Strömungsmodell berechnet werden könnte.
- Die *Größe des Gebietsausschnittes* hat keinen signifikanten Einfluß auf das berechnete Ergebnis im Inneren des Gebietes, sieht man von Störungen oder Instabilitäten ab, die bei ungünstig gewählter Berandung vom Rand induziert werden können.

5 Ressourcenbedarf der Berechnungen

Das Modell GESIMA benötigt bei der gewählten Konfiguration mit $74 \times 47 \times 19$ Gitterpunkten ca. 90 MByte Hauptspeicher und ist damit auf üblichen PCs einsetzbar. Bei Einsatz von 4 PCs mit 400 MHz Taktfrequenz ergibt sich eine reine Rechenzeit von unter 2 Wochen für die durchgeführte Windpotentialstudie. Die Rechenzeit ist deutlich reduzierbar:

- Die Clusteranalyse ist für den Einsatzzweck der Windpotentialbestimmung zu optimieren, d.h. niedrige und sehr hohe Windgeschwindigkeit können mit einer geringeren Anzahl von Clustern repräsentiert werden. Die Cluster mit sehr geringen Windgeschwindigkeiten tragen zu 20% zur Rechenzeit bei, jedoch nur zu 1.5% zum Energieertrag einer 600 kW WEA, könnten also entfallen.
- Durch die Wahl einer variablen Modellzeitschrittweite und durch die automatische Auswertung des Konvergenzkriteriums läßt sich die Rechenzeit minimieren.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Mit der Anwendung von GESIMA ist ein Verfahren zur Windpotentialbestimmung beschrieben worden, welches in der Lage ist, die vielfältigen relevanten Effekte bei orographisch komplexer Geländestruktur zu modellieren. Die Verifizierungen mit Meßwerten und WEK-Energieerträgen weisen in eine vielversprechende Richtung, müssen jedoch noch ausgeweitet werden.

Die Abschätzung der aus dem Iterationsverfahren oder der Parameterwahl resultierenden Fehler im Ergebnis führt auf eine Genauigkeit, die für den vorgestellten Zweck ausreichend ist.

Im Rahmen zukünftiger Arbeiten mit GESIMA ist eine weitere Verifizierung des Verfahrens unter besonderer Berücksichtigung der numerischen Stabilität des Modelles vorgesehen. Desweiteren werden die erwähnten Maßnahmen zur Beschleunigung des Verfahrens (Abschnitt 5) umgesetzt.

Zur Anwendung für Standortgutachten ist die bisher benutzte Auflösung von $1 \times 1 \text{ km}^2$ zu grob – die lokale Verfeinerung des Modells bzw. das Modell-Nesting ist vorgesehen.

Literatur

- [1] M. Strack: *Untersuchungen zur Anwendung des mesoskaligen nicht-hydrostatischen Strömungsmodells GESIMA zur Windpotentialbestimmung in komplexem Gelände*. Diplomarbeit, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, 1998.
- [2] K. Rehfeldt: *Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland*. DEWI Magazin, 12, S. 6–24, 1998.
- [3] I. Troen und E. Petersen: *European Wind Atlas*. Meteorology and Wind Energy Department, Risø National Laboratory, 1989.
- [4] A. Bowen und G. Mortensen: *Exploring the limits of WAsP - the Wind Atlas and Application Programme*. In: *Proceedings of European Wind Energy Conference, Göteborg*, S. 584–587, 1996.
- [5] G. Gerdes, B. Schwenk und T. Pahlke: *Ergebnisse von WAsP in mäßig strukturiertem Gelände*. DEWI Magazin, 11, S. 39–43, 1997.
- [6] H.Th. Mengelkamp: *Bestimmung des Windenergiepotentials im Binnenland*. Potentialstudie im Auftrag des Landkreises Osnabrück, GKSS Forschungszentrum Geesthacht, 1996.
- [7] K. Sattler und S. Traup: *Winddaten und Windkarten für Windenergienutzer*. In: *Tagungsband der 3. Deutschen Windenergie Konferenz, Wilhelmshaven*, S. 101–105, 1996.
- [8] H. Kapitza: *Das dynamische Gerüst eines nicht-hydrostatischen Mesoskalen-Modells der atmosphärischen Zirkulation*. GKSS 87/E/35, GKSS-Forschungszentrum Geesthacht, 1987.