

Vorhersagen der Stromerzeugung aus Sonnen- und Windenergie

Hans Georg Beyer, FB Elektrotechnik,

FH Magdeburg, D-39114 Magdeburg, Tel. ++49 391 8864 499, Fax ++49 391 8864126

Email: Hans-georg.beyer@elektrotechnik.fh-magdeburg.de

Detlev Heinemann, Elke Lorenz, Bertram Lückehe, Kai Mönnich, Uli Focken, Hans-Peter Waldl

Abteilung Energie- und Halbleiterforschung, FB Physik,

Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, D-26111 Oldenburg

Tel. ++49 441 798 3577, Fax. ++49 441 798 3326

Zusammenfassung

Durch die zunehmende Durchdringung der Elektrizitätsversorgungsnetze mit Energie aus Wind- und Solarenergiewandlung unterliegen das Energieangebot und die Leistungsflüsse im Netz zusätzlichen stochastischen Einflüssen. Für eine optimale Betriebsführung der Netze und des Kraftwerksparks und auch insbesondere einer Einbindung dieser Energien in einen Strommarkt stellt sich damit die Aufgabe der Abschätzung der langfristig zu erwartenden Energieerträge sowie der Prognose des sich kurzfristig einstellenden Leistungseintrages.

Dieser Beitrag stellt den heutigen Stand der Bereitstellung von Leistungsprognosen der Wind- und Solarenergieanteile in Kraftwerksparks für den Zeitbereich von einigen Stunden bis einigen Tagen dar. Ausgehend von der Darstellung der Ableitung der anlagenspezifischen Leistungsdaten aus den zugrundeliegenden meteorologischen Vorhersagen wird der Stand der Güte der Vorhersagen diskutiert. Dabei steht weniger die Prognose der Leistungsdaten einzelner Anlagen als die der Verbundleistungsdaten aller in einem Netzbereich installierten oder von einem gemeinsamen Betreiber geführten Anlagen im Vordergrund.

1. Einführung

In Teilbereichen der elektrischen Versorgungsnetze vor allem in Dänemark und Norddeutschland haben die neueren Techniken der Wandlung regenerativer Energien - hier vor allem Windenergie - eine deutlich bemerkbare Durchdringung erreicht. Im Erzeugungsmix der gerade im Entstehen befindlichen Anbieter 'Grünen Stroms' ist dies natürlicherweise der Fall. Damit stellt sich sowohl auf Seiten der Netzbetreiber als auch auf Seiten der Anbieter das

Problem der Einbindung dieser dargebotsabhängigen Energie- und Leistungseinträge in den Netzbetrieb und in die am Energiemarkt zu offerierenden Angebote.

Dieses Problemfeld läßt sich zunächst in zwei Teilgebiete separieren. Zum Einen muß der bei gegebenen oder geplanten Anlageninstallationen langfristig zu erwartende Energieertrag sowie dessen mittleres Zeitmuster angegeben werden können. Zum Anderen sind für den täglichen Netzbetrieb bzw. den kurzfristigen Energiehandel aktuelle Prognosen des für einen Zeithorizont von einer Stunde bis mehreren Tagen zu erwartenden Leistungseintrages erforderlich. Zur Behandlung dieser Gebiete sind die jeweilige Kenntnis über die die regenerativen Energiessysteme treibenden, meteorologischen Größen Grundvoraussetzung.

Im Folgenden soll der Stand der Entwicklung der Verfahren zur Bereitstellung der langfristigen Charakteristiken der meteorologischen Energieströme und - mit stärkerer Gewichtung - der Bereitstellung aktueller kurzfristiger Prognosen dargestellt werden. Neben der kurzen Darstellung der jeweiligen Grundlagen soll dabei insbesondere auf die zur Zeit erreichbaren Genauigkeiten dieser Informationen eingegangen werden.

2. Langfristige Charakterisierung des regenerativen Energiedargebotes

Die Bewertung von Solar- und Windenergieinstallationen an vorgegebenen Einsatzorten erfordert sehr genaue Angaben des jeweiligen vorhandenen Energiedargebotes. Dies hat heute im europäischen Rahmen zu qualitativ hochwertigen Informationspaketen zur Abschätzung dieser Ressourcen geführt. Grundlegend bei den an diese Verfahren zu stellenden Anforderungen ist dabei die Bereitstellung der im wesentlichen der Übersicht dienenden globalen Mittelwerte der Daten (mittlere Windgeschwindigkeit, mittlere solare Einstrahlung) sowie der die Datenensemble charakterisierenden Verteilungsfunktionen. Letztere Information ist zum Einen aufgrund der in der Regel nichtlinearen Antwortcharakteristiken der Wandlersysteme essentiell. Zum Anderen sind damit die für die Einbindung in die Versorgungsnetze notwendigen Kenntnisse der Dauerlinien des Energieertrages zu ermitteln.

Für die Windenergienutzung wurde bereits 1989 der 'Europäische Windatlas' [1] entwickelt. Diese Sammlung aufbereiteter Stationsmeßdaten stellt zusammen mit dem Anwendungsprogramm (WAsP) [2] zur standortspezifischen Auswertung heute das Standardverfahren zur Ertragsabschätzung von Windenergieanlagen dar. Die Güte des Verfahrens ist für Standorte in einfachen topografischen Verhältnissen recht hoch (typische Genauigkeit ca. 10 % des Jahresenergieertrags). Für komplexeres Gelände mit höheren orografische Gradienten sind er-

folgversprechende Verfahren in der Entwicklung (siehe z.B.[3, 4, 5]), jedoch hat sich für diese Fälle bisher noch kein Standardverfahren herausgebildet.

In Hinblick auf die für die Solarenergienutzung notwendigen Kenntnisse der Einstrahlungsverhältnisse sei hier für den erreichten Entwicklungsstand beispielhaft das Projekt SATELLIGHT [6] genannt. Über dieses Projekt wurde ein Internet-Server installiert, der eine West- und Mitteleuropa abdeckende Datenbasis von Einstrahlungswerten in anwendungsspezifischer Form für den Zeitraum 1996-1997 zur Verfügung stellt. Grundlage hierfür ist die Messung der im wesentlichen von den Wolken zurückgestreuten Solarstrahlung durch den Satelliten METEOSAT. Diese Einstrahlungsdaten besitzen eine hohe zeitliche und räumliche Auflösung (1 Stunde bzw. 10 km) und werden nach Nutzungsart, Flächenausrichtung, etc. in verschiedenen statistischen Aufbereitungen bereitgestellt.

Die erreichte Güte dieser Datenbasis ist in Abbildung 1 zu sehen. Sie zeigt eine aus Satellitendaten abgeleitete Verteilungsfunktion der auf eine Solarenergieanlage einfallenden Solarstrahlung. Zum Vergleich wurden vor Ort gemessene Einstrahlungsdaten entsprechend ausgewertet. Die Übereinstimmung der beiden Verteilungsfunktionen ist deutlich.

3. Kurzfristvorhersagen des Leistungseintrags aus Wind- und Solarenergiewandlung

3.1. Ausgangssituation

Zunächst soll hier die Relevanz kurzzeitiger Ertragsprognosen aus wind- und solartechnischen Kraftwerken an einem Beispiel verdeutlicht werden.

In den regionalen Versorgungsnetzen im Nordseeküstenbereich liegt die über Windenergieanlagen (WEA) installierte Leistung in der Größenordnung der minimalen Last. Abb. 2a und 2b zeigen typische Tagesgänge der im Versorgungsgebiet angeforderten Last sowie einen Verlauf des Ertrages von 200 in Norddeutschland installierten Windenergieanlagen. Die Einspeisung der WEA macht sich dabei als fluktuierende 'negative Last', d.h. durch eine Erhöhung der Schwankungen der Nettolastkurve bemerkbar. Die zunächst unbekannte zeitliche Entwicklung der Windgeschwindigkeit führt für die Netzbetreiber zu Konsequenzen im Betrieb des konventionellen Versorgungsparks. Im Zeitbereich von Stunden bis zu zwei Tagen sind Leistungsreserven im Kraftwerkspark einzuplanen bzw. Reaktionen über Lastregelungen vorzusehen. Die Unsicherheit des Angebots führen so zu erhöhten Kosten. Im Rahmen des Elektrizitätsmarktes ist damit eine Wertminderung der eingespeisten Energie verbunden.

Mit dem Vorliegen verlässlicher Leistungsprognosen sollte sich hier eine Verbesserung der Situation ergeben (siehe z.B. [7]).

3.2 Prognosen des Leistungseintrages von Windenergieanlagen

Für die Prognose des Leistungseintrages von Windenergieanlagen lassen sich prinzipiell zwei Ansätze unterscheiden.

Zum Einen können auf der Basis vor Ort gemessener Zeitreihen der Windgeschwindigkeit oder der Anlagenleistung statistische Modelle der jeweiligen Zeitentwicklung erstellt werden. Darüber lassen sich die aktuellen Meßwerte in die Zukunft extrapolieren. Ein Beispiel für diesen Ansatz wird in [8] beschrieben. Für kurze Vorhersagehorizonte (kleiner wenige Stunden) lassen sich mit diesen Methoden noch akzeptable Ergebnisse erzielen. Für längere Zeithorizonte enthält die lokale Entwicklung der Windgeschwindigkeit jedoch nicht genügend Information über die zukünftige Entwicklung des Wetters.

Diese langfristige und damit großskalige Entwicklung des Wetters wird heute durch die von den nationalen meteorologischen Diensten operationell betriebenen Wettervorhersagemodelle erfaßt. Der Deutsche Wetterdienst betreibt das sogenannte *Deutschlandmodell* bzw. ab dem 1. Dezember 1999 das sogenannte *LM (Lokalmodell)*. Diese Modelle liefern Vorhersagen der Windgeschwindigkeit und Windrichtung in einem typischen zeitlichen Raster von 1 Stunde und für ein räumliches Raster von $14 \times 14 \text{ km}^2$ bzw. $7 \times 7 \text{ km}^2$. Mit dieser räumlichen Auflösung zeigen diese Daten jedoch noch nicht die für die Leistungsprognose nötige Detaillierung. Es ist jedoch möglich, die Ergebnisse des großskaligen Modells mit lokalen Korrekturen zu verknüpfen. Entsprechende Verfahren wurden im Rahmen von EU-Verbundprojekten entwickelt [9, 10]. Abbildung 3 zeigt das Schema des Verfahrens. Im Folgenden soll die dabei erreichte Güte der Vorhersagen der Leistung von WEA für Zeithorizonte von 6 bis 48 Stunden exemplarisch dargestellt werden.

Im Rahmen des Projektes [10] wurde die Güte der Leistungsvorhersagen anhand von Meßdaten der Leistung von dreißig in Norddeutschland installierter WEA für das Jahr 1996 untersucht. Abbildung 4 zeigt die geografische Verteilung der untersuchten Anlagen. Es wurden die jeweils um Mitternacht erstellten Vorhersagen mit den jeweiligen Zeithorizonten analysiert. Abbildung 5 zeigt beispielhaft den Zeitverlauf der Leistungsabgabe einer WEA über einen Zeitraum von 12 Tagen. Diesem Zeitverlauf sind die für die jeweiligen Stunden über die unterschiedlichen Vorhersagezeiten prognostizierten Leistungswerte überlagert. Neben der insgesamt guten qualitativen Übereinstimmung der Datensätze sind dabei auch einzelne

deutlich fehlerhafte Vorhersagen identifizierbar. Die über den Untersuchungszeitraum für alle Anlagen erreichte mittlere Güte der Vorhersagen ist in Abb. 5a dargestellt. Dabei sind die Abweichungen der Vorhersage jeweils auf die installierte Leistung bezogen. Es zeigt sich, daß mit Vorhersagefehlern im Bereich von 10-20 % der Anlagennennleistung zu rechnen ist, wobei die Fehler erwartungsgemäß mit zunehmendem Vorhersagehorizont zunehmen.

In Hinblick auf die Nutzung der Leistungsprognosen steht allerdings nicht die Prognose der Leistungsabgabe einer einzelnen Anlage, sondern die Vorhersage der Verbundleistung von Anlagenensembles im Vordergrund. Sowohl für Netzbetreiber als auch für Stromanbieter sollte die Summenleistung aller in einem Netzbereich installierten Anlagen bzw. aller Anlagen im Betreiberpool von Bedeutung sein. Eine entsprechende Auswertung der Daten zeigt, daß sich für den Summenertrag die, nun auf die installierte Gesamtleistung bezogenen, Vorhersagefehler reduzieren (5 % für 6h-Vorhersage bis 15 % für 48h-Vorhersage, Tabelle 1).

3.3 Prognosen des Leistungseintrages von Photovoltaikanlagen

In Hinblick auf den Leistungseintrag von Photovoltaikanlagen sei hier exemplarisch die Prognose mit Zeithorizonten von einer Stunde dargestellt. Wie schon im Zusammenhang mit der Resourcenermittlung lassen sich auch für diesen Zweck die durch meteorologische Satelliten bereitgestellten Information nutzen.

Aus den im halbstündigen Rhythmus registrierten Satellitenaufnahmen läßt sich die jeweilige Bewölkungssituation ableiten. Eine Abfolge dieser Aufnahmen ermöglicht die Analyse der zeitlichen Entwicklung des Wolkenfeldes (Abb. 6). Auf dieser Basis kann, von den letzten registrierten Bildern ausgehend, eine Extrapolation der Wolkenbewegung für einen zukünftigen Zeitschritt erfolgen. Entsprechende Verfahren werden z.B. in [11] vorgestellt. Über die Bewölkungsinformation sind erneut die für die Solarenergieanlagen relevanten Einstrahlungsdaten abzuleiten. Ein exemplarischer Test der für einen Vorhersagezeitraum von einer Stunde erreichbaren Güte wurde für ein ca. 1000x1000 km² großes Gebiet in Mitteleuropa durchgeführt [11]. Zur relativen Bewertung der Vorhersagen wurde dabei zum Vergleich von der Persistenz der Bewölkung ausgegangen (keine Veränderung gegenüber der aktuellen Situation). Die Persistenzprognose zeigt einen mittleren Fehler von 26 %. Bei Nutzung der Vorhersage der Wolkenbewegung vermindert sich dieser Fehler auf 18 % (Abb. 7). Wie bei der Prognose der Leistungen von Windenergieanlagen diskutiert, ist auch im Falle der Photovoltaikanlagen die Summenleistung der über ein Gebiet verteilten Anlagen von größerem Interesse. Eine solche Untersuchung zeigt auch in diesem Fall eine deutliche Reduktion der

Vorhersagefehler. Es ist dabei anzumerken, daß sich bei der Betrachtung des Ensembles die Differenzen für die Fälle 'Persistenzprognose' und 'Bewegungsextrapolation' stark vermindern. Dies läßt sich darauf zurückführen, daß sich die mittlere Bewölkungssituation in einem gegebenen Gebiet über den hier untersuchten Zeitschritt von einer Stunde nur geringfügig ändert. Die stündlichen Variationen der Ensembleleistung sind daher eher gering. (siehe auch [12] und [13]).

Für längere Vorhersagezeiträume (mehrere Stunden bis einige Tage) ist wegen des stochastischen Charakters der lokalen Bewölkungssituation keine Vorhersage für Einzelstationen mit hoher zeitlicher Auflösung sinnvoll. Jedoch können über die Betrachtung von Ensemblemittelwerten für größere Regionen auch in diesen Zeitskalen verlässliche Vorhersagen erwartet werden. Insbesondere der Einfluß wechselnder Wetterlagen, z. B. durch den Durchzug von Wetterfronten gekennzeichnet, auf die Summenleistung verteilter Solarenergiesysteme kann auf diese Weise bestimmt werden. Das Vorgehen bei der Vorhersage der Solarstrahlung ist hierbei den Verfahren bei der Windenergievorhersage prinzipiell sehr ähnlich. Wegen der äußerst großen Bedeutung der Bewölkungssituation für die Höhe der Solarstrahlung am Erdboden sind die Ergebnisse der numerischen Wettervorhersage die wesentliche Informationsquelle. Mit den hieraus gewonnenen Angaben zu Bewölkung und atmosphärischer Trübung werden spezielle Modelle zur Bestimmung der lokalen Solarstrahlung angetrieben. Forschungsarbeiten zur Vorhersage der Sonneneinstrahlung in diesen Zeitbereichen stehen jedoch erst am Anfang und müssen in den kommenden Jahren intensiviert werden.

Literatur

- [1] Troen, I., E.L.Petersen, European Wind Atlas. Risø National Laboratory, Roskilde (1989)
- [2] Mortensen, N.G., L. Landberg, I. Troen, E.L. Petersen, Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP), User's Guide, Risø-I-666(EN), Roskilde (1993)
- [3] Mengelkamp, H.-T., Wind Climate Simulation over Complex Terrain and Wind Turbine Energy Output Estimation. Theor. Appl. Climatol., **63**, 129-139 (1999).
- [4] Tombrou, M., D.P Lalas, J. Panougiaris: Tests of Prediction Effectiveness of Wind Energy Computer Models in Complex Terrain. Proc. European Wind Energy Conference, Travemünde (1993).

- [5] Heinemann, D., H.-T. Mengelkamp, M. Strack, H-P Waldl: Experiences with the Application of the non-hydrostatic Mesoscale Model GESIMA for assessing Wind Potential in Complex Terrain. Proc. European Wind Energy Conference, Nice (1999).
- [6] Fontoynt, M., D. Dumortier et al., SATELLIGHT: A WWW Server Which Provides High Quality Daylight and Solar Radiation Data for Western and Central Europe, Proc. 9th Conf. on Satellite Meteorology and and Oceanography , Paris (1998).
- [7] Watson, S.J., G. Giebel, A. Joensen, The Economic Value of Accurate Wind Power Forecasting to Utilities, Proc. European Wind Energy Conference, Nice(1999)
- [8] Ensslin, C., B. Ernst, M. Hoppe-Kilper, W. Kleinkauf, K. Rohrig, Online Monitoring of 170 MW Wind Capacity in an Utility Supply Area, Proc. European Wind Energy Conference, Nice(1999)
- [9] Landberg, L., Predicting the Power Output from Wind Farms, Proc. European Wind Energy Conference, Dublin (1997)
- [10] Beyer, H.G., D. Heinemann, H. Mellinshoff, K. Mönnich, H.-P. Waldl, Forecast of Regional Power Output of Wind Turbines, Proc. European Wind Energy Conference, Nice (1999).
- [11] Hammer, A., D. Heinemann, E. Lorenz und B. Lückehe: Short-Term Forecasting of Solar Radiation: A Statistical Approach Using Satellite data. Submitted to Solar Energy (1999).
- [12] Beyer, H.G., J. Luther und R. Steinberger-Willms: Reduction of Fluctuations in Lumped Power Output from Distantly Spaced PV-Arrays. M.E. Arden et al. (Eds.): 1991 Solar World Congress. Proc. of the Biennial Congress of the ISES (1991).
- [13] Beyer, H.G., C. Reise und L. Wald: Utilization of Satellite Data for the Assessment of Large Scale PV Grid Integration. Proc. 11th European Solar Energy Conference, Montreux (1992).
- [14] M. Durstewitz, CV. Ensslin, M. Hoppe-Kilpper, K. Rohrig: Electrical Power from widely-dispersed Wind Turbines. Proc. European Wind Energy Conference, Dublin (1997).

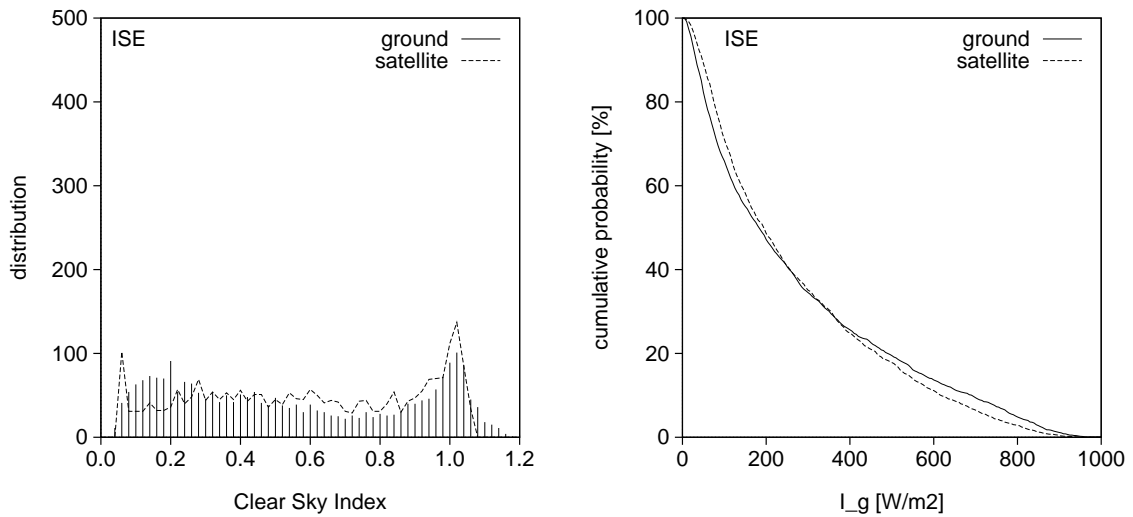


Abb 1

Exemplarische Darstellung der Güte der aus Satelliendaten gewinnbaren Einstrahlungsinformation. Vergleich der aus Bodenmessdaten gewonnenen Verteilungsfunktion (Histogramm links, kumulativ rechts) von Einstrahlungswerten mit der entsprechenden aus Satellitendaten abgeleiteten Verteilung.

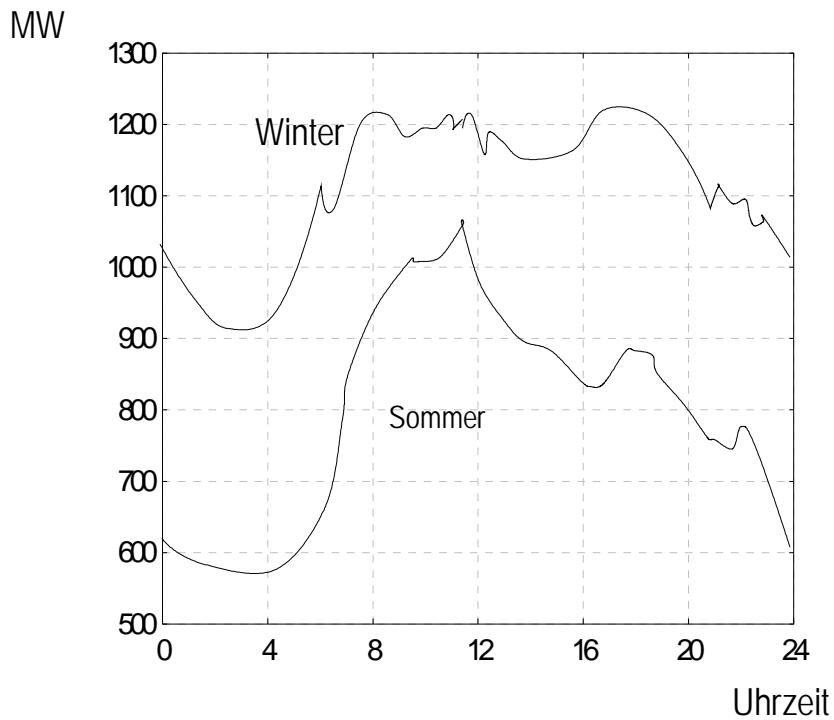


Abb. 2a

Typische Lastgänge in einem norddeutschen Versorgungsgebiet (Tagesgänge Winter, Sommer).

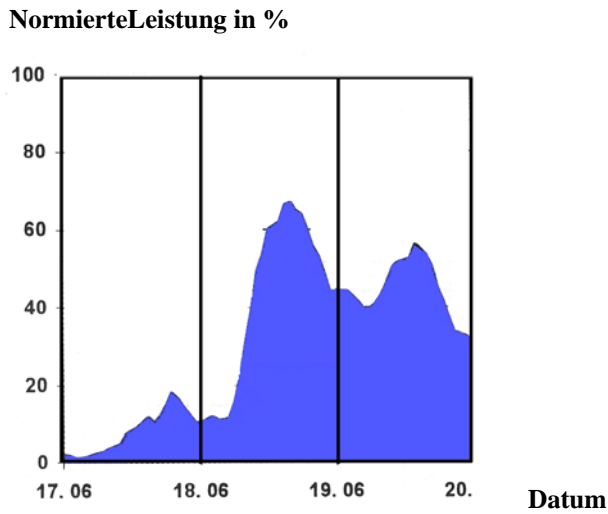


Abb. 2b

Typischer Gang der Leistungsabgabe von ca. 200 in Norddeutschland installierten Windenergieanlagen (nach [14]).

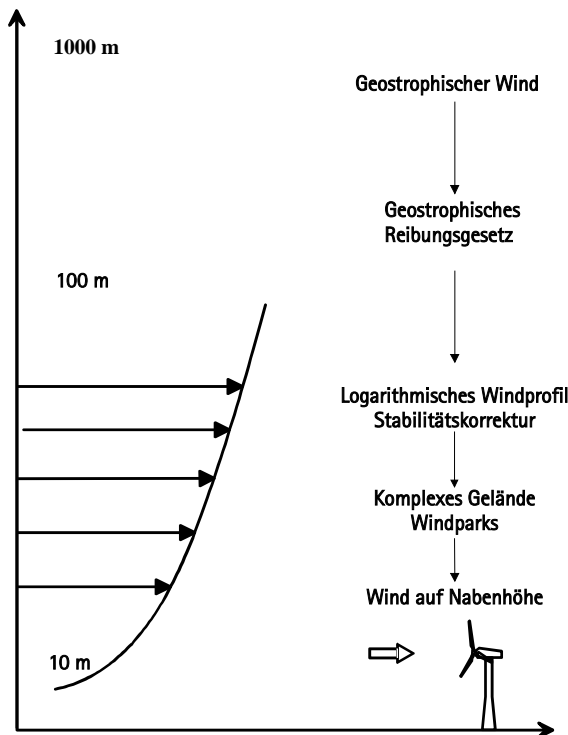


Abb. 3

Schema des Verfahrens zur Ableitung einer standortspezifischen Vorhersage der Leistungsabgabe von Windenergieanlagen auf Basis der Ergebnisse des numerischen Windvorhersagemodelles 'Deutschlandmodell'.

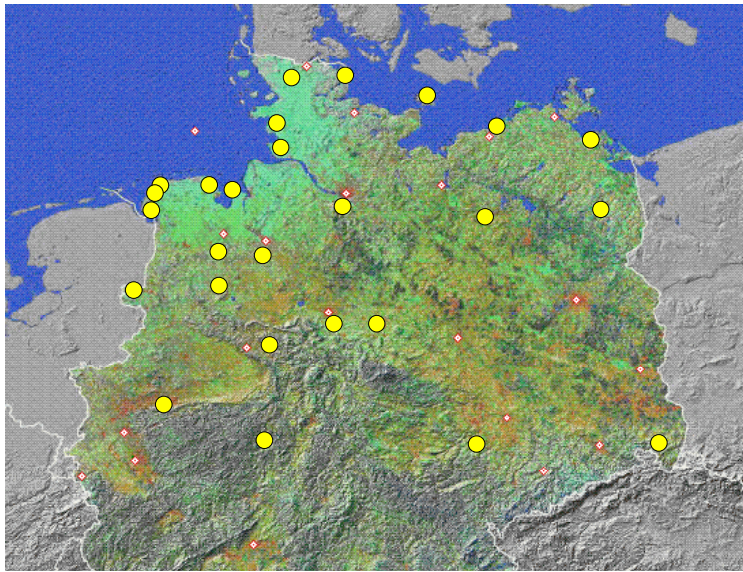


Abb. 4
Geografische Verteilung der für eine Überprüfung der Kurzzeitvorhersage des Anlagenertrages hinzugezogenen Windenergieanlagen.

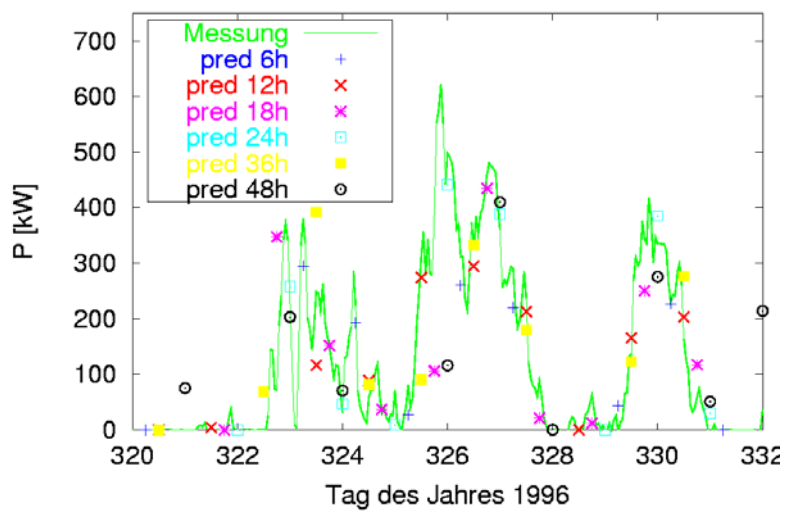


Abb. 5
Exemplarischer Vergleich des Zeitganges der Leistungsabgabe einer Windenergieanlage mit den für unterschiedliche Zeithorizonte (6 bis 48 Stunden) ermittelten Vorhersagewerten.

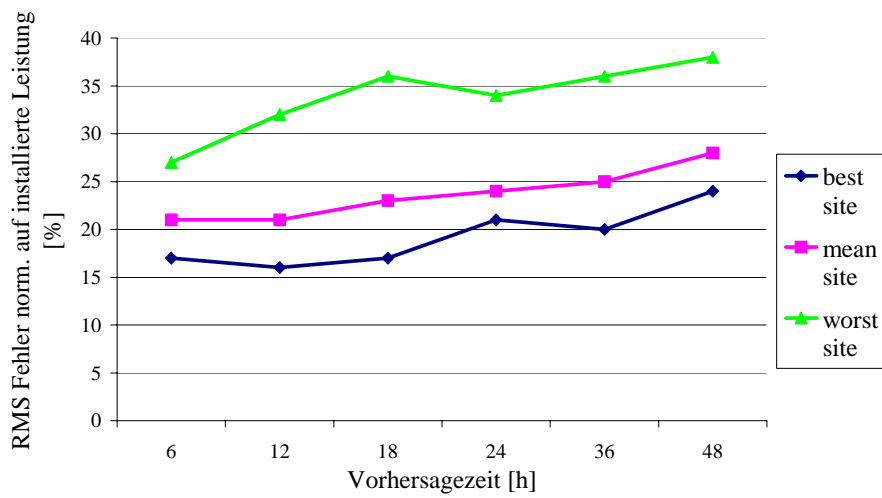


Abb. 5a

RMS-Fehler der Windleistungsvorhersage für verschiedene Vorhersagezeiten. Von oben: bester, mittlerer und schlechtester Standort.

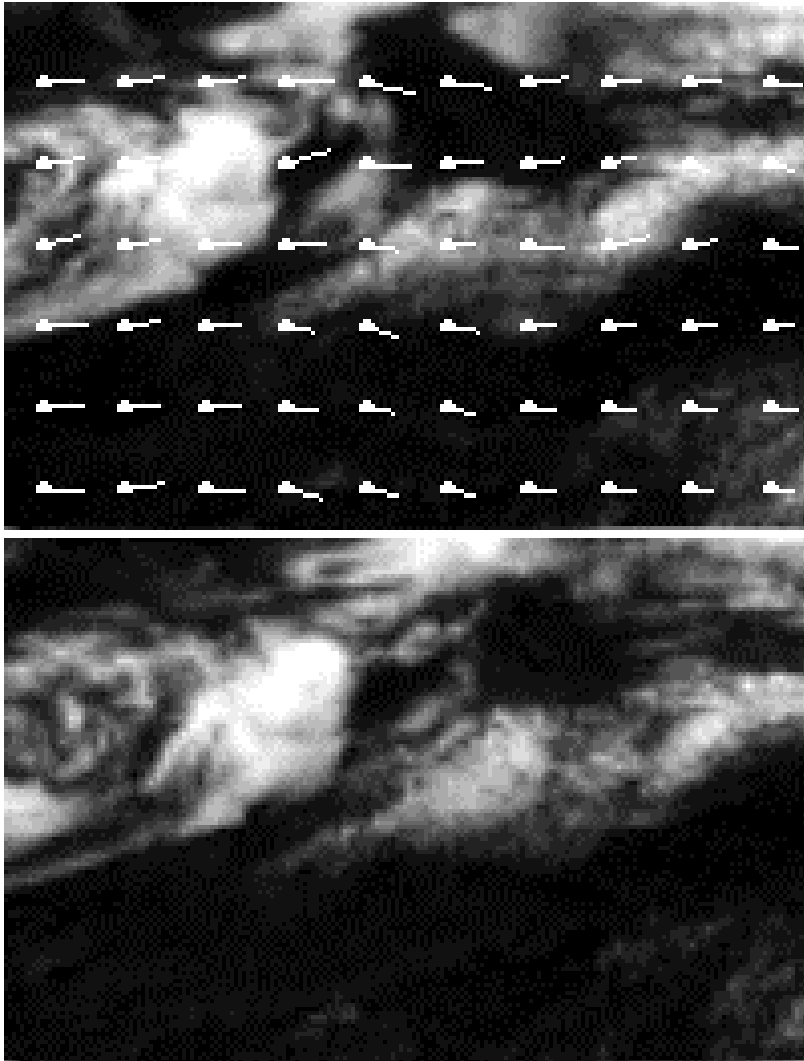


Abb.6

Zeitlich aufeinanderfolgende Bewölkungsbilder mit dem daraus abgeleiteten Bewegungsvektoren, die zur Berechnung des Bewölkungsbildes im nächsten Zeitschritt verwendet werden.. Der Zeitabstand beträgt 30 Minuten.

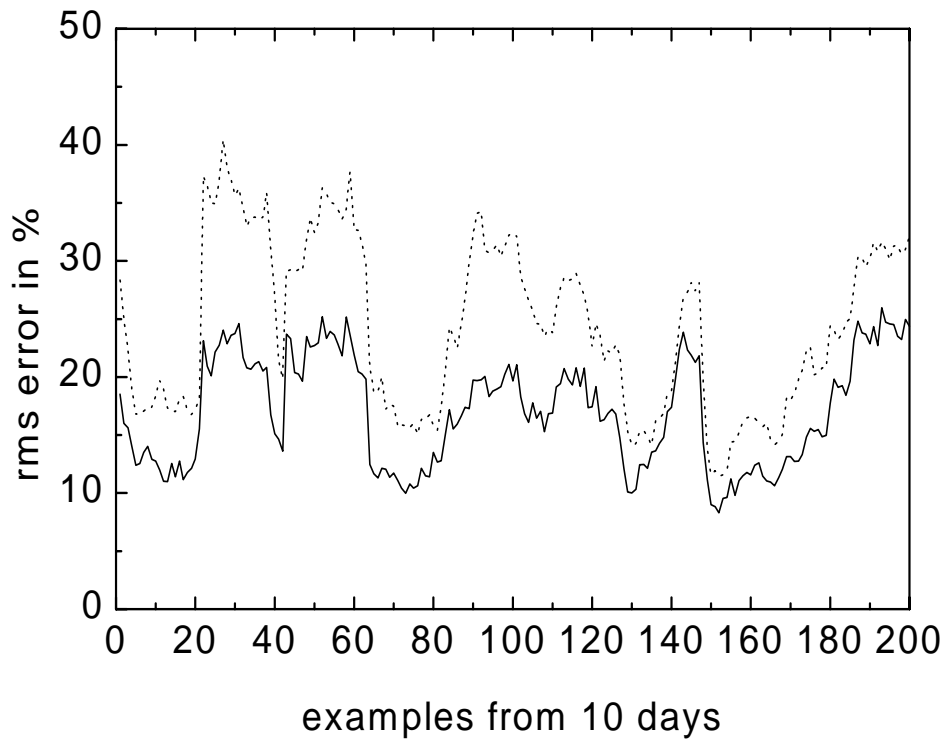


Abb. 7

Fehler von Vorhersage (durchgezogene Linie) und Persistenz (gestrichelt) für eine Folge von 200 Bewölkungsbildern im April 1997 (nur Tagesstunden).