

RÄUMLICHE AUSGLEICHSEFFEKTE BEI DER VORHERSAGE DER LEISTUNGSABGABE VON WINDKRAFTANLAGEN

Ulrich Focken, Matthias Lange, Kai Mönnich, 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

Hans Georg Beyer, Armin Luig

FH Magdeburg, Fachbereich Elektrotechnik, 39114 Magdeburg

Wir diskutieren die Ergebnisse eines Verfahrens zur Vorhersage der Leistungsabgabe räumlich verteilter Windkraftanlagen (WKA). Mit Hilfe dieser Methode kann innerhalb eines Zeithorizonts von 6 bis 48 Stunden die zu erwartende Windleistung prognostiziert werden. Basis des Verfahrens sind die operationellen großskaligen Windfeldvorhersagen numerischer Wettervorhersagemodelle. Bei den hier präsentierten Ergebnissen wurde das *Deutschlandmodell* des Deutschen Wetterdienstes als Grundlage verwendet.

Das Verfahren wurde zur Wind- und Leistungsprognose für mehr als 30 über Nord- und Mitteldeutschland verteilte Standorte angewandt. Schwerpunktmäßig betrachten wir die Reduktion der Vorhersageunsicherheit der Summenleistung für verschiedene große Regionen aufgrund räumlicher Ausgleichseffekte. Diese statistischen Eigenschaften werden für das vorliegende Ensemble aus realen WKA sowie für eine fiktive gleichverteilte Anordnung von Anlagen untersucht.

1. Einleitung

Die Windenergienutzung in Deutschland leistet einen merklichen Beitrag zur Stromversorgung besonders in den norddeutschen Küstenländern. Momentan liegt die installierte Leistung von WKA in der Größenordnung der minimalen Last der jeweiligen Versorgungsnetze (ca. 30 % der Höchstlast). Die Einspeisung der WKA macht sich dabei als fluktuierende ‚negative Last‘, d.h. als eine Erhöhung der Schwankungen der Netto-Lastkurven bemerkbar. Die Unsicherheit in der zeitlichen Entwicklung der Windleistung hat damit Konsequenzen für deren Einbeziehung in die Energiewirtschaft, besonders für grüne Stromhändler, sowie für den Betrieb des konventionellen Versorgungsparks. Die Einsatzplanung konventioneller Kraftwerke erfolgt in der Regel 36 Stunden im voraus. Für diesen Zeitbereich sind entsprechende Reservekapazitäten einzuplanen bzw. die Reaktion über Lastregelungen vorzusehen. Abbildung 1 zeigt eine typische Lastprognose, die geplante Kraftwerksleistung und die tatsächliche Last für das Netz des spanischen Energieversorgers REE.

Erste Ergebnisse der Windleistungsvorhersage stellten wir in [2] vor. In diesem Beitrag konzentrieren wir uns auf die Verringerung des Fehlers bei der Vorhersage der Summenleistung für räumlich verteilte WKA. Durch statistische Ausgleichseffekte ist eine Reduktion gegenüber dem Einzelstandort zu erwarten. Auf der Grundlage von Messdaten von über 30 Standorten in Deutschland wurden umfangreiche Untersuchungen bezüglich der Ausgleichseffekte in verschiedenen großen Regionen durchgeführt.

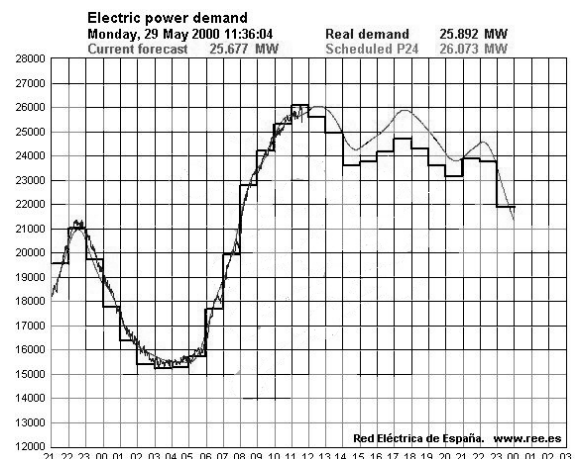


Abbildung 1: Typischer Tagesgang der Last des spanischen Energieversorgers REE [1]. Zu sehen sind Momentanlast (Kurve mit Kurzfristschwankungen), vorhergesagte Last (glatte Kurve) und geplante Einsatzleistung der Kraftwerke (Rechteck-Kurve).

2. Modellansatz

Eine schematische Darstellung des Modells zur Windleistungsvorhersage ist in Abbildung 2 zu sehen. Als Eingangsgröße für das Modell finden die Ergebnisse der von den Wetterdiensten operationell eingesetzten Wettervorhersagemodelle Verwendung. Vom Deutschen Wetterdienst (DWD) wird zur Wetterprognose von 6 bis zu 48 Stunden das so genannte *Lokalmodell* betrieben, das seit Ende 1999 das *Deutschlandmodell* ersetzt. Unsere Berech-

nungen basieren auf Daten des *Deutschlandmodells*, das unter anderem Vorhersagen der Windgeschwindigkeit und -richtung auf verschiedenen Höhen liefert.

Um den Anforderungen der für Windenergiezwecke erforderlichen Genauigkeit der Vorhersagen gerecht zu werden, werden diese Ergebnisse räumlich verfeinert. Die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe wird unter Berücksichtigung der unmittelbaren Umgebung der Windanlagen berechnet. Dabei gehen Rauigkeiten, Orographie und Abschattungen innerhalb von Windparks ein.

Ein erstes Vorhersagemodell auf dieser Basis wurde am Risø National Laboratory in Dänemark entwickelt und wird dort zur Kraftwerkseinsatzplanung operationell eingesetzt [3].

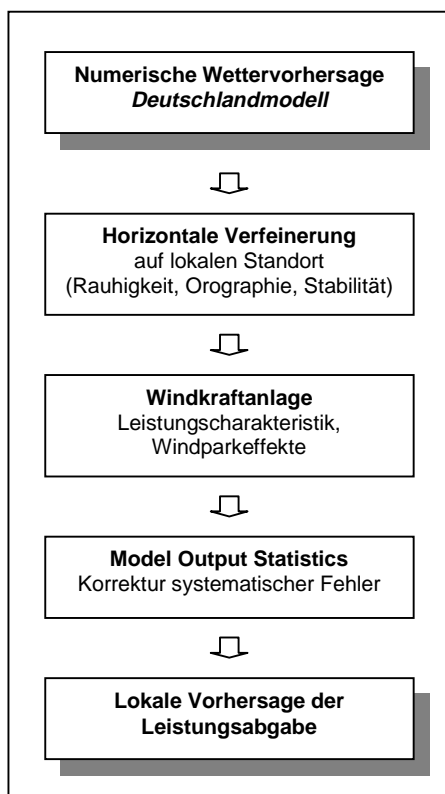


Abbildung 2: Prinzip der räumlichen Verfeinerung der Vorhersage des numerischen Wettermodells zur lokalen Windleistungsprognose

3. Unsicherheit der Vorhersage für Einzelstandorte

Die Güte der Vorhersage wird durch direkten Vergleich zwischen den Ergebnissen der verfeinerten Leistungsvorhersage und Messdaten ermittelt [4].

Zu diesem Zweck standen Vorhersagedaten des *Deutschlandmodells* von Januar 1996 bis Dezember 1999 zur Verfügung. Hierbei handelt es sich um die 6, 12, 18, 24, 36 und 48-Stunden-Vorhersagen des 00:00 Uhr Modellaufs (UTC) in einer räumlichen horizontalen Auflösung von 0.125 Grad, ent-

sprechend etwa 14 x 14 km². Die zum Vergleich verwendeten Messdaten für den gleichen Zeitraum stammen aus dem WMEP-Programm¹.

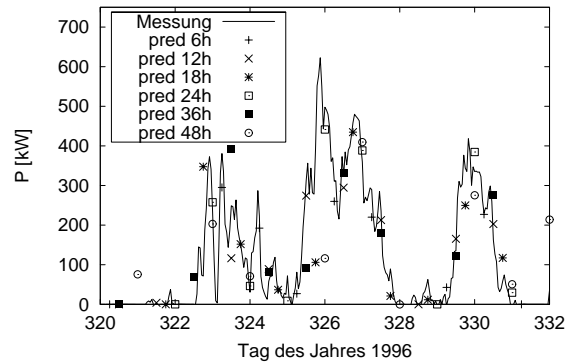


Abbildung 3: Typische Zeitreihe der vorhergesagten und der gemessenen Leistungsabgabe für einen küstennahen Standort.

Abbildung 3 zeigt einen Vergleich zwischen Vorhersage und Messung für eine Zeitreihe der Leistungsabgabe einer küstennahen WKA. Die Übereinstimmung ist größtenteils sehr gut. Allerdings zeigen sich vor allem für die 36- und 48-Stunden-Vorhersage oft auch größere Differenzen zwischen Prognose und Messung. So wird der Sturm am Tag 326 in der 48 h-Vorhersage nicht richtig und am Tag 330 zeitlich verschoben prognostiziert.

Zur Quantifizierung der Höhe der Abweichung zwischen Vorhersage und Messung verwenden wir den *root mean square error* normiert auf die mittlere gemessene Leistungsabgabe der betrachteten Zeitreihe:

(Gl. 1)

$$RMSE_{norm} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{pred_i} - P_{mess_i})^2} / \overline{P_{mess}}$$

Hierbei steht *Ppred* für den vorhergesagten und *Pmess* für den gemessenen Wert der Leistung, *N* ist die Anzahl der verwendeten Werte.

Vorhersagezeit [h]	6	12	18	24	36	48
RMSE [% Pmess]	33.4	33.4	38.2	40.0	36.5	41.8

Tabelle 1: RMS-Abweichung zwischen Vorhersage und Messungen der WKA-Leistung normiert auf die mittlere gemessene Leistungsabgabe der Zeitreihe für das Jahr 1997.

In Tabelle 1 sind die RMS-Abweichungen zwischen Vorhersage und Messungen der Leistungsabgabe

¹ Wissenschaftl. Mess- und Evaluierungsprogramm des BMBF, durchgeführt vom ISET, Kassel.

für eine einzelne WKA für das Jahr 1997 aufgeführt. Dabei wurde ein einfaches lineares Model Output Statistics Verfahren verwendet. In den Fehlerwert fließen nur Leistungsabgaben größer als 20 % der Nennleistung der untersuchten WKA ein, da kleinere Leistungsabgaben für die operationelle Anwendung nicht relevant sind. Die Werte sind auf die mittlere gemessene Leistungsabgabe des betrachteten Zeitraums normiert. Die Vorhersagequalität liegt zwischen 33,4% für 6 Stunden und 41,8% für 48 Stunden und ist damit zufriedenstellend. Die Abweichung steigt wie erwartet für lange Vorhersagezeiten leicht an.

4. Regionale Ausgleichseffekte

Im operationellen Betrieb wird eine Vorhersage für die gesamte Leistungsabgabe vieler räumlich verteilter WKA benötigt. Aufgrund von statistischen Ausgleichseffekten der Messgenauigkeiten und des Vorhersagefehlers ist eine Verringerung der Vorhersageunsicherheit für die regionale Summenleistung gegenüber einem Einzelstandort zu erwarten. Wie stark dieser Effekt ist, hängt von der Korrelation der Differenzen zwischen Vorhersage und Messung an verschiedenen Standorten sowie der Zahl der betrachteten WKA ab.

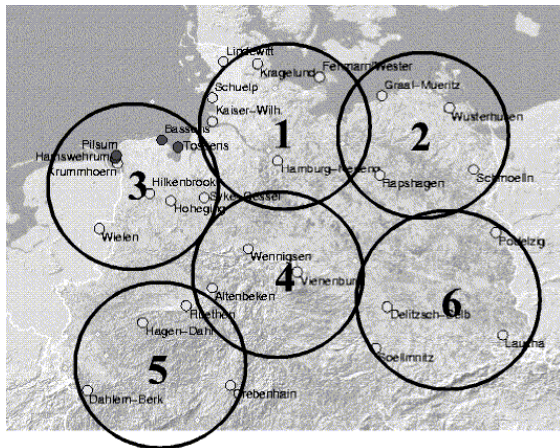


Abbildung 4: Einteilung der WKA Standorte in Regionen mit 140 km Durchmesser

4.1 Ensemble der Messstandorte

Zur Untersuchung der räumlichen Ausgleichseffekte an dem uns zur Verfügung stehenden Ensemble von Anlagen wurden benachbarte Standorte zu Regionen zusammengefasst. Entsprechend der Größe typischer Versorgungsgebiete wurden zwei Klassen von Regionen betrachtet: Zum einen sechs Gebiete mit 140 km Durchmesser (siehe Abbildung 4) und je drei Anlagen, zum anderen fünf Regionen mit 350 km Durchmesser und je fünf WKA. Zum Vergleich bildeten wir eine Region aus allen 30 Anlagen, die eine Ausdehnung von etwa 700 km besitzt.

Die vorhergesagte bzw. gemessene Leistungsabgabe der WKA eines Gebietes errechnet sich durch Addition der entsprechenden Zeitreihen der Einzelanlagen. Der RMSE zwischen diesen beiden

Summenzeitreihen gibt dann die Unsicherheit der Leistungsvorhersage für die Region an. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5 in Abhängigkeit vom Vorhersagezeitraum dargestellt. Der RMSE der Summenleistung wurde über die Regionen innerhalb einer Klasse gemittelt und auf den mittleren RMSE der Einzelanlagen normiert. Mit dem von uns verwendeten Ensemble liegt dieses Verhältnis für die 140 km Region bei 0.81 und für die 350 km Region bei 0.62 für die 6 Stunden Vorhersage und steigt leicht an für größere Vorhersagezeiten. Für die Verbundleistung aller Anlagen sinkt das Verhältnis der RMSE sogar auf 0.41 für die 6 Stunden Vorhersage. Diese Werte liegen noch deutlich über $1/\sqrt{N}$, dem Verhältnis der RMSE für N unkorrelierte Anlagen, so dass eine deutliche räumliche Korrelation der Vorhersagefehler vorliegt.

Bei Regionen gleicher Größe, die dichter mit WKA belegt sind, ist unter Umständen eine geringere Reduktion des Fehlers zu erwarten.

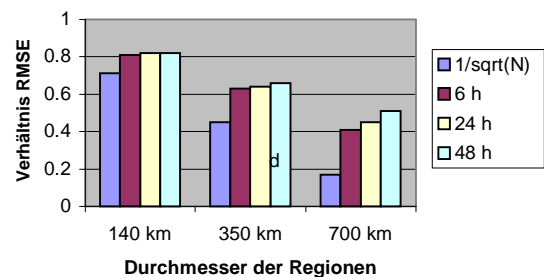


Abbildung 5: Verhältnis RMSE der Summenzeitreihe zu RMSE Einzelanlage für verschiedene große Regionen. Zum Vergleich ist der Wert $1/\sqrt{N}$ für völlig unkorrelierte Zeitreihen angegeben

4.2 Modellensemble

Der Effekt einer beliebigen Anordnung von WKA lässt sich mit Hilfe der räumlichen Kreuzkorrelationsfunktion r_{xy} berechnen. Gleichung (2) gibt den Zusammenhang zwischen der Varianz σ_{Σ} der Summenzeitreihe und der der Einzelstandorte an.

(Gl. (2))

$$\sigma_{\Sigma}^2 = \frac{1}{N^2} \sum_x \sum_y \sigma_x \sigma_y r_{xy}$$

σ_x und σ_y sind die Varianzen der jeweiligen Einzelzeitreihen. Ist also die Korrelation der Vorhersagefehler zwischen je zwei Standorten bekannt, kann der RMSE der Summenleistung für eine vorgegebene Verteilung von WKA ermittelt werden.

Die räumliche Korrelation r_{xy} der Differenz von Vorhersage und Messung wurde aus den Daten des realen Ensembles bestimmt. Für die 30 untersuchten WKA wurde paarweise der Kreuzkorrelationskoeffizient ermittelt. Dann wurden die Paare entsprechend ihrem Abstand voneinander in Klassen mit 25 km Auflösung eingeteilt und innerhalb dieser Klassen gemittelt. Die Ergebnisse sind in

Abbildung 6 dargestellt. Für kleine Vorhersagezeiten (6 und 12 Stunden) fällt die Korrelation zwischen Vorhersage und Messung bereits nach ca. 140 km stark ab. Für längere Zeiten ist der Abfall deutlich schwächer. Aufgrund größerer systematischer Fehler in der Vorhersage mit zunehmendem Prognosehorizont sind auch die Differenzen zwischen Vorhersage und Messung stärker korreliert.

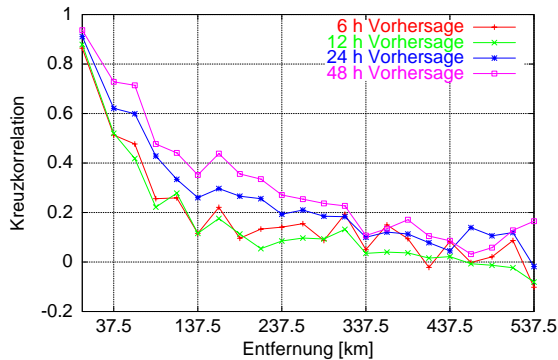


Abbildung 6: Abnahme der Korrelation der Differenz zwischen Vorhersage und Messung mit der Entfernung.

Um die Korrelationsfunktion zur Berechnung beliebiger Ensembles zu erhalten, wurden für die 12 und 48 Stunden Vorhersage der Verlauf der vorher bestimmten Kreuzkorrelationskoeffizienten (Abb. 6) durch analytische Funktionen des Typs $r_{xy} = e^{-d/a}$ gefittet, wobei d der Abstand der WKA x und y und a die typische Zerfallslänge ist. Für 12 Stunden ergibt sich eine Zerfallslänge von 90 km, für 48 Stunden 150 km.

Angelehnt an die typische Größe regionaler Versorgungsgebiete wurden zwei rechteckige Modellgebiete von $45 \times 150 \text{ km}^2$ und $225 \times 150 \text{ km}^2$ in quadratische Zellen mit je 15 km Kantenlänge entsprechend dem Rechengitter des *Deutschland-modells* unterteilt. Jede dieser Zellen enthält eine virtuelle WKA mit gleicher Nennleistung, d.h. in der kleineren Region befinden sich 30 in der größeren 150 Anlagen. Für alle Anlagenpaare in einer solchen Region wurde die gefittete Korrelationsfunktion verwendet und mit Gleichung (2) der RMSE der Summenleistung errechnet. Tabelle 2 gibt den so bestimmten RMSE für die Regionen normiert auf den RMSE der Einzelstandorte für die 12 und 48 Stunden Vorhersage an.

Vorhersagezeit	Verhältnis RMSE $45 \times 150 \text{ km}^2$	$1/\sqrt{N}$	Verhältnis RMSE $225 \times 150 \text{ km}^2$	$1/\sqrt{N}$
12 h	0.76	0.18	0.62	0.08
48 h	0.83	0.18	0.74	0.08

Tabelle 2: Verhältnis RMSE der Summenzeitreihe zum RMSE Einzelanlage für verschiedene Modellregionen. Zum Vergleich ist der Wert $1/\sqrt{N}$ für völlig unkorrelierte Zeitreihen angegeben.

5. Zusammenfassung

Die Untersuchung statistischer Ausgleichseffekte auf die Qualität der Vorhersage für einen Verbund von räumlich verteilten Anlagen hat gezeigt, dass bereits bei relativ kleinen Regionen die Vorhersageunsicherheit gegenüber dem Einzelstandort deutlich verringert wird. Dieser Effekt tritt sowohl bei dem realen Ensemble von WKA, von dem uns Messdaten vorliegen, auf, als auch für eine gleichverteilte Anordnung der Anlagen auf einem Rechteckgitter. Für größere Regionen mit maximalen Abständen um 350 km ist die Reduktion des Fehlers beträchtlich. Die Güte der Leistungsvorhersage im operationellen Betrieb, wo Summenleistungen von WKA einer ausgedehnten Region eingehen, ist demnach wesentlich höher als die für einen Einzelstandort.

Die Untersuchung der gleichmäßig mit WKA belegten Modellregionen gibt eine erste Abschätzung der zu erwartenden Unsicherheit der Vorhersage für Regionen. Da diese Ergebnisse aber wegen des exponentiellen Verlaufs der Kreuzkorrelationsfunktion kritisch von der Verteilung der Anlagen in einem Gebiet abhängt, müssen entsprechende Rechnungen mit den realen Koordinaten der in Deutschland installierten WKA durchgeführt werden.

6. Danksagung

Wir danken dem ISET und dem DWD für die unproblematische Bereitstellung der Daten. Teile dieser Arbeiten wurden von der EU im Rahmen des Projekts JOR3CT980272 und vom Kultusministerium des Landes Sachsen-Anhalt gefördert. Unser Dank gilt weiterhin der Hans-Böckler-Stiftung und der Deutschen Bundesstiftung Umwelt für die Förderung von Promotionsvorhaben, deren Arbeit mit in diese Veröffentlichung eingeflossen ist.

7. Literatur

[1] http://www.ree.es/ingles/indi-oset_c.htm

[2] H.G. Beyer, D. Heinemann, H. Mellinghoff, K. Mönnich, H.-P. Waldl: *Vorhersage der regionalen Leistungsabgabe von Windkraftanlagen*. DEWEK 1998.

[3] L. Landberg: *Predicting the power output from wind farms*. Proceedings of the EWEC 1997, Dublin.

[4] K. Mönnich: *Vorhersage der Leistungsabgabe netzeinspeisender Windkraftanlagen zur Unterstützung der Kraftwerkseinsatzplanung*, Dissertation, Oldenburg 2000