

TenneT TSO GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth

NAME	Dr. Christian Schulz
TELEFONNUMMER	0921 915-4115
FAXNUMMER	0921 915-2420
E-MAIL	christian.schulz@tennet.eu

## **Abstract „Aktuelle und Zukünftige Anforderungen an EEG-Einspeiseprognosen“**

Die TenneT TSO GmbH ist ein Tochterunternehmen des niederländischen Netzbetreibers TenneT B. und ist dafür verantwortlich die Energie aus erneuerbaren Energien in Ihrer Regelzone bestmöglich an der Börse zu vermarkten. Im Netzgebiet der TenneT ist insgesamt eine Kapazität von ca. 21.000 MW aus erneuerbarer Energie installiert. TenneT engagiert sich aktiv für deren sicheren und effizienten Einsatz in die Stromversorgung. Um die schwankende Energieeinspeisung aus erneuerbaren Energien richtig zu prognostizieren und damit bestmöglich zu vermarkten, bedient sich TenneT dabei für die verschiedenen EEG-Energieträger seit längerem erfolgreich an unterschiedlichen Einspeiseprognosen verschiedener Prognoseanbieter.

Ferner haben die großen, dargebotsabhängigen Einspeisungen aus erneuerbaren Energien einen großen Einfluss auf die Auslastung und die Sicherheit der Netze und die notwendige Regel- und Reserveleistung. Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von Erneuerbaren Energien zu den prognostizierten und vermarkteten Mengen müssen vom Übertragungsnetzbetreiber durch den kurzfristigen Einsatz von Regel- und Reserveleistung ausgeglichen werden. Um den Bedarf an Reserveleistung möglichst gering zu halten, ist auch hier eine exakte Prognose mit einer bestmöglichen Vermarktung entscheidend.

Für die verschiedenen EEG-Arten werden bei TenneT jeweils eigene Prognosesysteme verwendet, wobei auf externe Prognosen sowie auf eigene Prognoseverfahren zurückgegriffen wird. Zusätzlich bedient sich TenneT für Wind und Photovoltaik mehrerer Prognosen von externen Dienstleistern und berechnet hieraus eine genauere eigene Metaprognose. Um die Genauigkeit bei der Vermarktung weiter zu steigern werden ebenfalls Kurzfristprognosen im Intradaybereich eingesetzt um durch den untertägigen Handels die Prognosequalität vom Vortag nochmals zu steigern. Des Weiteren werden für die restlichen EEG-Energieträger neue Prognoseverfahren entwickelt, wie z. B. beim Laufwasser.

Im Vortrag sollen die Prognoseverfahren bei TenneT, welche für die Vermarktung der EEG-Mengen eingesetzt werden, vorgestellt werden. Des Weiteren werden hieran die aktuellen Anforderungen an Einspeiseprognosen dargestellt sowie die zukünftigen Anforderungen, anhand aktueller Entwicklungen, wie Ausbau von Offshorewindparks und Photovoltaik, abgeleitet und dargestellt.

# Einbindung von Photovoltaik in das Niederspannungsnetz aus Sicht eines Stadtwerks

Gerd Heilscher\*, Wolfgang Rabe\*\*, Holger Ruf\*

\*Hochschule Ulm, Eberhard Finckh Str. 11, D-89075 Ulm  
Tel.: +49-(0)-731-5028-360, Fax: +49-(0)-731-5028-363,  
heilscher@hs-ulm.de, [ruf@hs-ulm.de](mailto:ruf@hs-ulm.de)

\*\*Stadtwerke Ulm/NeuUlm, Kalrsplatz 1, D-89075 Ulm  
[wolfgang.rabe@swu.de](mailto:wolfgang.rabe@swu.de)

Die erfolgreiche Einführung von kostendeckender Vergütung für regenerative Energiequellen [1] in Deutschland und vielen weiteren Ländern führte zu steigenden Marktanteilen und sinkenden Investitionskosten. In Süddeutschland ist dadurch die Anzahl der netzgekoppelten Photovoltaikanlagen kontinuierlich gestiegen. In der Menge und der Leistung ist der überwiegende Anteil auf den Dächern privater Haushalte installiert und mit dem Niederspannungsnetz verbunden. In dem exemplarischen Niederspannungsnetz der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm erreicht der Anteil der lokalen regenerativen Energien in Schwachlastzeiten bereits mehr als 25% des Energiebedarfs. Die Einspeisung der dezentralen regenerativen Energiesysteme muss deshalb bereits heute in der Netzplanung stärker berücksichtigt werden. Eine der zentralen Fragen ist deshalb: Wie kann der Netzbetreiber den sicheren Betrieb und die Stabilität des Verteilnetzes auch bei hohen Anteilen von dezentralen regenerativen Energiequellen sicherstellen und wie können aktuelle Informationen über den Zustand des Verteilnetzes gewonnen werden.

Für den sicheren Betrieb von Verteilnetzen werden bereits heute umfangreiche Messwerte erfasst und in Echtzeit (1 Hz – 1 Wert/Min) in der Netzleitwarte zusammengefasst. In der bisherigen Struktur der Energieversorgung waren jedoch im Mittel und Niederspannungsnetz fast ausschließlich Lasten angeschlossen. Die Einspeisung erfolgte in wenigen zentralen Großkraftwerken auf der Hochspannungsebene. Zeitaktuelle Messwerte wurden deshalb bisher nur auf der Hochspannungs- und Mittelspannungsebene erfasst. Mit dem starken Zubau der Photovoltaik dreht sich jedoch die Energieflussrichtung an den Niederspannungstrafos immer häufiger um und die Niederspannungsebene speist Energie in das Mittelspannungsnetz ein. Auf der Niederspannungsebene sind jedoch keine Messwerte vorhanden.

Im Rahmen der Zusammenarbeit zwischen der Hochschule Ulm und den Stadtwerken Ulm/Neu-Ulm werden deshalb im ersten Schritt zeitlich hoch aufgelöst

Messungen an den Niederspannungsabgängen einzelner Trafos erfasst (Stadt, Vorstadt und ländliche Gebiete). Die zugehörigen Netzelemente werden erfasst und in einer Netzsimulation abgebildet. Mit Hilfe von detaillierten Dachpotentialanalysen (Laser Scanner Daten) wird der maximale Ausbau der Photovoltaik in den Netzgebieten ermittelt und in unterschiedlichen Ausbaustufen in der Netzsimulation abgebildet. Damit sollen die Auswirkungen des weiteren Ausbaus der Photovoltaik in konkreten Netzabschnitten untersucht werden.

Ziel der Analysen ist es geeignete Maßnahmen und deren Kosten für die weitere Integration von regenerativen Energiesystemen im Netz zu ermitteln und eine Entscheidungsgrundlage für den Netzausbau hin zu einem intelligenten Stromnetz bereitzustellen.

Wichtige Fragestellungen für die Energiemeteorologie sind dabei die Nutzung zeitlich (5 Minutenwerte aus MSG-rapidscan) und räumlich (Gebiet eines Netztrafos, etwa 1 Pixel MSG) hoch aufgelöster Solarstrahlungs- und Solarleistungsinformationen in Echtzeit und als Kurzzeitvorhersagen für die Netzbetriebsführung. [2]

Quellenangaben: [1] EEG

[2] [www.endorse-fp7.eu/load-balancing](http://www.endorse-fp7.eu/load-balancing)

Das Projekt wird von den Stadtwerken Ulm/Neu-Ulm und der Europäischen Union im Rahmen des FP7-Space Programms gefördert.

## **WIRE: Weather Intelligence for Renewable Energies – a new COST action**

Authors: Silke Dierer, Jan Remund, Rene Cattin and Alain Heimo  
Meteotest, Fabrikstrasse 14, 3012 Bern, Switzerland, silke.dierer@meteotest.ch

Wind and solar power production are highly variable in space and time. Forecasting these variations is one important challenge with regard to an optimized use of renewable energies. Forecasts are not just needed for energy trading and maintenance planning but also for the integration into the electricity grid. Sophisticated systems exist for wind power forecasts, while solar power forecasts are not yet as developed. The aim of the COST action is to strengthen the international cooperation between research institutes and companies in order to improve forecasts of energy production of wind and solar power plants for the next minutes up to several days.

The COST action “WIRE: Weather Intelligence for Renewable Energies” was accepted in May 2010 and had a kick-off meeting in November 2010. Currently, the COST action consists of 23 participating countries. It has two main lines of activity: first develop dedicated post-processing algorithms coupled with weather prediction models and measurement data especially remote sensing observations; second investigate the relationship between the highly intermittent weather dependent power production and the energy distribution towards end users. The second goal will raise new challenges as this will require from the energy producers and distributors definitions of the requested forecast data and new technologies dedicated to the management of power plants and electricity grids.

An overview on the COST action, its goals, the participating institutions and the work tasks will be given.

## Erfahrungsbericht über den Betrieb eines Virtuellen Kraftwerkes auf der Basis erneuerbarer Energien

Bertram Lückehe, Thomas Klose, Ulrich Focken, Matthias Lange  
energy & meteo systems GmbH  
[www.energymeteo.de](http://www.energymeteo.de)  
[bertram.lueckehe@energymeteo.de](mailto:bertram.lueckehe@energymeteo.de)

Virtuelle Kraftwerke sind ein vielversprechender Ansatz zur Integration dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien (Wind, Sonne) in die bestehenden Stromnetze. Im Rahmen der E-Energy Initiative des Bundeswirtschaftsministeriums gibt es in Cuxhaven das Projekt "eTelligence". Hier werden ein Windpark und eine Solaranlage mit einer Biogasanlage und Stromverbrauchern (in diesem Fall Kühlhäuser) zusammen geschaltet und zentral gesteuert. Aus meteorologischen Daten werden Leistungsvorhersagen für Windkraft- und Solaranlagen erzeugt und auf Basis dieser Daten Fahrpläne für die Stromverbraucher im System erzeugt. Ziel dabei ist es, Schwankungen in der Einspeisung durch Regelung des Verbrauches auszugleichen. Für eine vorausschauende Planung des Einsatzes der steuerbaren Anlagen zur Ausregelung sind besonders Kurzfristvorhersagen von großer Bedeutung.

Weiterhin eröffnet ein Virtuelles Kraftwerk dezentralen Energieerzeugungsanlagen die Teilnahme an Strommärkten, sowohl für Wirkleistung als auch für Regelenergie. Einzelne Anlagen sind häufig zu klein, sodass eine direkte Stromvermarktung in Relation zu aufwendig für sie ist und hohe Transaktionskosten die Vermarktung unwirtschaftlich machen. Im Verbund des Virtuellen Kraftwerkes können sie jedoch gemeinsam und damit effizient am Markt auftreten. Gute Wind- und Solar-Leistungsvorhersagen sind auch hier der Schlüssel für eine erfolgreiche Vermarktung des Stromes.

Durch einen Einbezug kleiner Anlagen in die Vermarktung gelingt es, deren Potenzial zur Stützung des Energiesystems zu mobilisieren. Mittelfristig können Erneuerbare Energien und Verbrauchsanlagen somit wesentliche Teile der Aufgaben, die heute von Großkraftwerken ausgeführt werden (Frequenz- und Spannungshaltung, Bereitstellung Blindleistung), übernehmen.

Das Projekt "eTelligence" befindet sich derzeit im Feldtest, in dem über einen längeren Zeitraum praktische Erfahrungen mit dem System gesammelt werden.

## **Korrelation von Windgeschwindigkeit und Umgebungstemperatur, eine wesentliche Größe für die Untersuchung der Gleichzeitigkeit des Ertrags aus Windenergieanlagen und Netzlast in Norwegen**

Hans Georg Beyer, Universität i Agder, Grimstad, Norwegen

Anne-Gerd Imenes, Valentina Vologni, Teknova As, Kristiansand, Norwegen

Die Elektrizitätsversorgung Norwegens basiert zurzeit zu nahezu 100% auf Wasserkraft. Da es o.a. aufgrund gestiegenem Verbrauch vermehrt Engpässen in der Verfügbarkeit Hydro-Ressourcen absehbar sind, kommt es hier zu einer Diversifizierung durch vermehrten Import und Aufbau zusätzlicher Erzeugungskapazitäten im Land. Dabei wird auch zunehmend Windenergie mitberücksichtigt. Aufgrund der bereits heute erforderlichen zusätzlichen Transportkapazitäten erscheint es sinnvoll den Zubau neuer Erzeugungskapazitäten im Zusammenhang mit den Verbrauchscharakteristiken zu betrachten, um Synergien bezüglich der Vermeidung von Transport- und Speicherbedarf ausnützen zu können.

Etwa 20% des Stromverbrauchs in Norwegen erfolgt in den privaten Haushalten, davon entfallen ~75% auf Wärmezeugung, da der überwiegenden Anteil der Haushalte elektrisch beheizt wird. Damit liegt eine starke direkte Kopplung des entsprechenden Elektrizitätsbedarfs zur Umgebungstemperatur vor. Die Betrachtung der monatlichen Heizgradtage als Maß für den Heizwärmebedarf zeigt sich eine hohe Korrelation ( $R^2$ -Werte  $> 0.8$ ) mit den Monatsmittelwerten der Windgeschwindigkeit. Damit ist mit einem hohen langfristigen Gleichzeitigkeit von Winderzeugung und Heizlast zu rechnen.

Diese Untersuchungen werden bei einer exemplarischen Studie zur Versorgung eines Bürogebäudes in Süd-West Norwegen im Detail fortgeführt.

# Intra- Urban Temperature Conditions for a German Major City compared to the Outer Conurbation Area - Measurements and Correction Algorithm

P. Freudenberg, H. Kupfer, J. Grunewald  
Institute of Building Climatology  
Faculty of Architecture, Dresden University of Technology

January 17, 2011

## **Abstract**

The Climate Change with its negative effects, including raising annual air temperature averages, is also in the field of building sciences a well known challenge. Changing temperature conditions yield prolonged cooling periods in summer and strengthen the buildings overheating risk. The present architectural developments with reduced building masses and expanding glass areas contribute to this problem as well as the advancing urbanization that causes sealing and densification. Building Simulation Software is an important tool for architects and engineers to estimate the overheating risk. The simulations are based on hourly weather data sets which are mainly purchased from public weather departments. These stations have to satisfy numerous requirements like an unsealed underground and the absence of anthropogenic disturbance. Therefore, the resulting building simulation results can not consider the urban mesoclimate. This study investigates air temperature measurements for a German major city (Dresden, 500,000 inhabitants, area 330,000sqm). The measurements were performed at 20 different locations within the city area for a period of seven years. Especially for the summer period, considerable differences were found for the daily maxima, amplitudes and period deviation. For the most unfavorable location, an exemplarily simulation was performed and compared with the results of the calculated energy consumption and temperature conditions of the rural weather data set. There is a strong difference between the results of the urban and the rural location. Additionally, the measurements of one station were compared with long time measurements of the last century to investigate the Climate Change effects. Different location properties

such as sealing grade and average wind flow were investigated to find a dependency for these characteristics. For the example of the chosen city, a statistical correction algorithm was derived to insert the urban location effects into the rural weather data.



## Bestimmung der Biomasse durch Fernerkundung

Kurt P. Günther, M. Schroedter-Homscheidt, Markus Tum, Markus Niklaus  
DLR-DFD  
Münchnerstr. 20  
D- 82234 Wessling  
[Kurt.guenther@dlr.de](mailto:Kurt.guenther@dlr.de)

Die Satellitenfernerkundung hat sich in den vergangenen Jahren zu einem erfolgreichen Werkzeug entwickelt, um Geo-Information auf verschiedenen räumlichen und zeitlichen Skalen bereit zu stellen. Nach einem bisher eher experimentellen Stadium wird diese Technologie zunehmend im operationellen Betrieb eingesetzt, der langfristige Perspektiven für die Bereitstellung von Daten und Informationen gewährleistet.

Ein gutes Beispiel dafür ist die GMES - Initiative (Global Monitoring for Environment and Security) der europäischen Kommission und der europäischen Weltraumbehörde (ESA), mit der ein Netzwerk zur Beobachtung unserer Umwelt geschaffen wird. GMES ist ein wichtiger Bestandteil des Aufbaus einer europäischen Infrastruktur für weltweite räumliche Informationen (INSPIRE), die seit März 2007 implementiert wird.

Der Vortrag will einen Überblick über die Möglichkeiten der existierenden und zukünftigen Fernerkundungssensoren zur Bestimmung von Biomassepotenzialen auf lokalem bis globalem Maßstab geben. In der Literatur finden sich viele Ansätze zur Korrelation von Messungen der optischen bzw. der Mikrowellensensoren mit der oberirdischen Biomasse. Auch aktive Systeme wie Lidar und Radar wurden bereits eingesetzt.

Es hat sich gezeigt, dass die meisten derzeitig genutzten Verfahren, Ergebnisse mit hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung bei gleichzeitig guter Genauigkeit bereitstellen können, obwohl sie noch in einem experimentellen Status sind. Experimentelle Datensätze für großflächige Gebiete stehen i.A. nicht zur Verfügung, da der Einsatz dieser Verfahren meist nur in ausgewählten Gebieten demonstriert wurde. Operationelle Ansätze haben dagegen in der Regel eine große zeitliche und räumliche Abdeckung auf nationaler bis globaler Skala.

# Modellierung der Primärproduktion zur Abschätzung von Bioenergieressourcen für Südafrika

Markus Niklaus, Markus Tum, Kurt P. Günther  
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum (DFD), Münchner  
Straße 20, 82234 Weßling, [markus.niklaus@dlr.de](mailto:markus.niklaus@dlr.de)

Die Produktion von Bioenergie könnte für Südafrika aufgrund der günstigen klimatischen Bedingungen und der ausgedehnten fruchtbaren Gebiete eine wichtige Rolle in der Frage der künftigen regenerativen Energieversorgung spielen. In Zusammenarbeit mit weiteren afrikanischen Nationen könnte so ein wesentlicher Anteil der wachsenden Nachfrage des Kontinents nach Energie aus regenerativen Quellen bedient werden. Ein wichtiger Gesichtspunkt ist hier die gleichzeitige Sicherung und Erhaltung der Nahrungsversorgung der Bevölkerung, sowie der Erhalt der natürlichen Ökosysteme.

Inhalt der hier präsentierten Arbeit ist die Kartierung der Potentiale zur Biomasseproduktion für die Energieversorgung, wobei der Einfluss der Landnutzung für Energiepflanzen auf die Umwelt und die Nahrungssicherung berücksichtigt wird. Dazu wird die Primärproduktion (NPP) von agrar- und forstwirtschaftlichen Flächen in Südafrika über das dynamische Vegetationsmodell BETHY/DLR (Biosphere Energy Transfer Hydrology Model) in einer Auflösung von 1 km berechnet. Das Modell verwendet meteorologische Eingangsdaten des ECMWF (European Center for Medium Range Weather Forecast), sowie Produkte aus der Fernerkundung mit Informationen über Verteilung und Phänologie der Vegetation (GLC2000, SPOT-VEGETATION LAI)

Ausgehend von den Modellergebnissen kann mit Hilfe von Konversionsfaktoren und statistischen Methoden zunächst der oberirdische Anteil der Biomasse berechnet und anschließend das Energiepotential abgeleitet werden. Für eine erste Abschätzung des theoretisch nutzbaren Energiepotentials wird zunächst die direkte Verbrennung der Trockenmasse angenommen. Zudem wird für die energetische Bilanzierung nur der Anteil der Hauptfeldfrüchte betrachtet, der nicht zur Nahrungsmittelproduktion genutzt werden kann. Der Energieertrag dieses Anteils beträgt für Südafrika für das Jahr 2003 etwa 312 PJ mit regionalen Erträgen bis zu 5 PJ/km<sup>2</sup>.

Die Produktion von Bioenergie aus der Forstwirtschaft ermöglicht einen weiteren Beitrag von 149 PJ für 2003. Hier wurden die üblichen Verarbeitungswege der Holzerträge berücksichtigt, wobei der Großteil des Energiepotentials aus der Verwendung der Verarbeitungsrückstände stammt.

Daraus ergibt sich ein kombiniertes Bioenergiepotential für Südafrika in 2003 von 461 PJ. Statistiken zur Energieversorgung beziffern den Beitrag aus dem kombinierten Sektor erneuerbare Energien und Müllverbrennung auf 546 PJ in 2003. Dies zeigt einerseits eine gute Übereinstimmung von Modellergebnis und Statistik, andererseits aber die Notwendigkeit ausführlicherer Statistiken.

# Ableitung von Energiere Ressourcen aus modellierter NPP für Deutschlands Wälder

Markus Tum<sup>1\*</sup>, Markus Niklaus<sup>1</sup>, Marcel Buchhorn<sup>2,3</sup>, Kurt Günther<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum (DFD), Münchener Strasse 20, 82234 Weßling, Germany

<sup>2</sup> Deutsches Biomasse Forschungszentrum (DBFZ), Abteilung: Bioenergiesysteme, Torgauer Strasse 116, 04347 Leipzig, Germany

<sup>3</sup> Alfred Wegener Institut für Polar und Meeresforschung (AWI), Abteilung: Geocience and Periglacial Research, Telegrafenberg A43, 14473 Potsdam, Germany

In dieser Studie wird ein Ansatz zur Validierung modellierter Netto Primär Produktion (NPP) und daraus abgeleiteter Energiepotenziale für Waldgebiete vorgestellt. Als Testgebiet und Validierungszeitraum wurden die Wälder in den deutschen Bundesländern und die Jahre 2000 und 2001 gewählt.

Das am Deutschen Fernerkundungsdatenzentrum betriebene Prozessmodell BETHY/DLR (Biosphere Energy Transfer Hydrology Model) wird genutzt, um die NPP für Waldgebiete zu berechnen. Das Modell ist eine Adaption des JSBACH (Jena Scheme of Atmosphere Biosphere Coupling in Hamburg) Modells, das die Kopplung Biosphäre - Atmosphäre innerhalb des globalen Klimamodells ECHAM5 abbildet. BETHY/DLR wird mit Fernerkundungs- und meteorologischen Zeitreihen betrieben. Fernerkundungsdaten, wie eine Landbedeckungs- / Landnutzungsklassifikation und Zeitreihen über den Blattflächenindex (LAI) werden zum Beispiel vom Sensor VEGETATION bezogen. Meteorologische Zeitreihen, wie Niederschlag, Temperatur in 2m Höhe über Grund und Windgeschwindigkeit werden vom European Center for Medium Range Weather Forecast (ECMWF) bereitgestellt.

Zur Validierung der modellierten NPP wurden Daten über den Zuwachs von Derbholz aus der Bundeswaldinventur 2001/2002 in Deutschland genutzt. Durch Nutzung von Konversionsfaktoren wurde aus den statistischen Angaben und der modellierten NPP auf den Zuwachs von oberirdischer Biomasse auf NUTS-1-Ebene geschlossen.

Mit dieser Methode konnten hohe Bestimmtheitsmaße ( $R^2 = 0.95$ ) nachgewiesen werden. Diese sind kombiniert mit einer Unterschätzung von 41%. Das Ergebnis zeigt, dass die vorgestellte Methode gut korrelierende Ergebnisse liefert und als geeignet dafür angesehen werden kann, modellierte NPP mithilfe von statistischen Daten über den Derbholzzuwachs zu validieren.

In einem zweiten Schritt wurde aus der modellierten und validierten NPP theoretische Energiepotenziale berechnet. Hierbei wurde eine nachhaltige Nutzung des Waldes angenommen d.h. nur der jährliche Zuwachs wird für die Energienutzung verwendet. Es wurden Baumarten und Baumaltersabhängige Heizwerte genutzt. Mit diesen Annahmen konnten für die deutschen Wälder theoretische Energiepotenziale von bis zu 998PJ ermittelt werden. Eine aktuelle Studie des Deutschen Biomasse Forschungszentrums weist für Deutschland insgesamt ein technisches Brennstoffpotenzial von 550 PJ/a aus.

*Abstract fürs Themenfeld: Bestimmung von Bioenergieressourcen durch Fernerkundung*

Dr. Heike Bach

VISTA Geowissenschaftliche Fernerkundung GmbH, [www.vista-geo.de](http://www.vista-geo.de)

„Biomassebestimmung mit Satelliten und dem Pflanzenwachstumsmodell PROMET“

Für die Biogasproduktion ist eine zuverlässige Nachfuhr von Substrat wie Maisdrusch notwendig. Neben Fragen der Logistik ist es für die Anlagenbetreiber wichtig, für die Vertragsflächen die aktuelle Biomasseentwicklung zu kennen und kurzfristige Vorhersagen zu erlauben. Die Fernerkundung mit Satelliten bietet die Möglichkeit die oberirdische, grüne Biomasse mit hoher Genauigkeit zu erfassen und dies mit räumlichen Auflösungen, die es selbst erlauben, Strukturen im Feld zu erkennen. Zudem kann der Gehalt an Wasser und so die Reifegrade der einzelnen Schläge abgeschätzt werden. Um diese Auswertungen mit hoher Güte bereit zu stellen, werden von uns Strahlungstransfermodelle entwickelt und eingesetzt, die die Effekte der Atmosphäre, des Bodenhintergrunds, der Beleuchtungs- und Beobachtungsunterschiede korrigieren bzw. kompensieren. Was diese Methoden nicht können, ist durch die Wolken schauen. In Phasen mit schlechtem Wetter stehen so möglicherweise über Wochen keine Aufnahmen zur Verfügung. Diese Lücken lassen sich aber durch die zusätzliche Anwendung eines Pflanzenwachstumsmodells schließen. Das von uns dazu genutzte Modell PROMET verwendet meteorologische Eingangsdaten, Geländemodelle und Bodenkarten zur räumlich verteilten Berechnung des optimalen Wachstums auf den Schlägen. Diese werden mit Hilfe der Satelliteninformation auf die aktuellen Biomassewerte mittels Datenassimilation umgerechnet. Die Biomasse kann somit täglich für jeden einzelnen Schlag oder selbst für Teilflächen des Schlages geliefert werden. Ausblicke in die Zukunft stehen durch Nutzung von Wettervorhersagen in PROMET zur Verfügung. Das vorgestellte Konzept wird derzeit innerhalb von „talkingfields“ (Eine Kooperation zwischen VISTA, der LMU und Landdata Eurosoft) in eine operationelle Dienstleistung umgesetzt, die sich derzeit in der Demonstrationsphase befindet.

## **2. Fachtagung Energiemeteorologie - Bremerhaven 6.-8.April 2011-03-28**

### Ensemble-Vorhersagen im Deutschen Wetterdienst: Aktuelle Entwicklungen und Zukunftspläne

Autor: Dr. Marcus Paulat, Deutscher Wetterdienst

Seit Dezember 2010 betreibt der Deutsche Wetterdienst das COSMO-DE Ensemble im Kurzzeitbereich quasi-operationell (Ensemblestart alle 3 Stunden mit 21 Stunden Vorhersagezeit).

Es basiert auf dem hoch auflösenden deterministischen COSMO-DE mit 2.8 km horizontaler Gitterweite und 50 vertikalen Schichten. Die hohe räumliche und zeitliche Auflösung erlaubt insbesondere das Ausschalten der Parametrisierung hoch reichender Konvektion.

Prozesse wie diese hoch reichende Konvektion oder auch Böen sind schwer vorhersagbar. Mit einem hoch aufgelösten Modell wie dem COSMO-DE ist man in der Lage, Strukturen beispielsweise von sommerlichen Gewitterlagen realistisch zu simulieren. Allerdings ist die exakte Vorhersage von Ort und Zeit des Auftretens eher zufällig.

Um diese Eigenschaft in der Vorhersage abzubilden, wurde das COSMO-DE Ensemble entwickelt. Es eröffnet die Möglichkeit, Unsicherheiten im Vorhersagesystem über Wahrscheinlichkeitsaussagen zu quantifizieren und damit eine nützliche Zusatzinformation zu erhalten.

Die Präsentation stellt den Aufbau dieses Ensembles detailliert vor und gibt Einblicke in Chancen aber auch Grenzen dieser Vorhersagetechnik.

## Simulation europäischer Windleistung und deren Vorhersage

Lueder von Bremen, Jens Tambke, Nicole Stoffels

ForWind - Zentrum für Windenergieforschung  
der Universitäten Oldenburg, Hannover und Bremen

email: [lueder.von.bremen@uni-oldenburg.de](mailto:lueder.von.bremen@uni-oldenburg.de)

Die Vorhersage von Windleistung wird mittlerweile seit Jahren operationell für annähernd alle europäischen Länder erstellt und den Netzbetreibern als kommerzielles Produkt angeboten. In den letzten Jahren konnten sehr wichtige Qualitätssteigerungen erzielt werden, die mithilfe immer größerer Mengen Windenergie sicher in das bestehende Übertragungsnetz einzuspeisen. Insbesondere flächenmäßig große Regelzonen profitieren von sich ausgleichenden Vorhersagefehlern.

Im Zuge der fortschreitenden Liberalisierung des Strommarktes in Europa und des zunehmenden Anteils an fluktuierenden Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien (Wind und Sonne), werden die Ausgleichseffekte der Einspeisung und des Vorhersagefehlers über europäische Ländergrenzen hinweg interessant. In diesem Beitrag wird die Simulation, Vorhersage und die beobachteten Ausgleichseffekte in Zentraleuropa mittels Daten des COSMO-EU Modells vorgestellt und diskutiert. Die Winddaten werden in ca. 73m Höhe mit einer räumlichen Auflösung von 7km in stündlichen Werten verarbeitet. Die Darstellung von Korrelationen der Windleistung und des Prognosefehlers auf einer (Land)Karte hilft die geographisch und saisonal unterschiedlichen Charakteristiken der Winderzeugung zu interpretieren und Schlussfolgerungen für die Integration von Windenergie zu ziehen.

Sebastian Glink  
MeteoMedia AG, Schwäbbrig, Gais  
s.glink@meteomedia.ch

### **Abstract I**

#### **Meteorologische Anforderungen & Herausforderungen für den Offshore-Bereich**

Präsentiert wird das Thema aus dem Blickwinkel eines privaten Wetterdienstes. Es wird aufgezeigt, wie Forschung quasi direkt im Kundenkontakt angewendet wird. Dabei wird auf die folgenden Fragestellungen eingegangen:

1. Welche konkreten Anforderungen werden an die Meteorologen gestellt?
2. Fragen zu Standorten und Risiken
3. Prognosen für die Errichtung und Wartung von Offshore-Windparks: Von individuellen Unwetterwarnungen bis zur Prognose der Windgeschwindigkeit in See- und Nabenhöhe.
4. Forschungsprojekt und Zusammenarbeit mit Alpha Ventus / Fino1. Windgeschwindigkeits- und Temperaturprognosen für acht unterschiedliche Höhenlevel.

## **Windertragsvorhersage mit rekurrenten neuronalen Netzen**

Martin Felder, Anton Kaifel

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) Baden-Württemberg

Die Kombination von physikalischer Vorhersage und Methoden des Maschinellen Lernens hat bei der kurzfristigen Vorhersage von Windkraft schon oft ihre Stärken ausgespielt. Eine neuartige Kombination von physikalischer Vorhersage mit rekurrenten neuronalen Netzen (RNN) wurde vor Kurzem am ZSW entwickelt. Gegenüber herkömmlichen vorwärtsgerichteten neuronalen Netzen bieten RNN den Vorteil, dass sie aufgrund eines internen, veränderlichen Zustands die zeitliche Korrelation der präsentierten Daten modellieren können. Werden nun räumlich verteilte Daten als Eingang genutzt, kann das Netz über die Bewegung des Windfeldes den räumlichen Zusammenhang in einen zeitlichen umrechnen, und so zusätzliche Information für den lokalen Standort gewinnen, ohne dass aufwändige Windfeldmodellierungen nötig sind. Das rekurrente Netz ist in der Lage, den normierten RMSE der bereits auf den Anlagenstandort berechneten Vorhersage um 10-12% zu verbessern. Bei einem handelsüblichen MOS-Postprocessing sind hingegen nur Verbesserungen von etwa 5% beobachtet worden. Jede Anlage beziehungsweise jeder Gebiets-Mittelwert (z.B. Regelzone) erhält hierbei ein eigens trainiertes RNN, um örtliche Besonderheiten bestmöglich zu berücksichtigen. Zum Training der Methode wurden historische Daten von 2009 und 2010 verwendet. Das System ist derzeit in der Erprobungsphase und wird demnächst operationell eingesetzt werden. Derzeit erreichen wir für Gesamtdeutschland einen NRMSE von etwa 4,8%, Ergebnisse für einzelne Regelzonen liegen zwischen 5,3% und 6,0%.



## Warnungen und Vorhersage-Updates bei meteorologisch bedingten Fehlern in Windleistungsvorhersagen

Jan Schmelter, Anne Lenz, Ulrich Focken, Matthias Lange  
energy & meteo systems GmbH  
www.energymeteo.de  
jan.schmelter@energymeteo.de

Die Gründe für meteorologisch bedingte Fehler in der Windleistungsvorhersage sind vielfältig. Die Palette reicht von Cut-Offs auf Grund von zu hohen Windgeschwindigkeiten über Vereisung von Anlagen bis hin zu Vorhersagefehlern in der numerischen Wettervorhersage.

Im Winter 2010/2011 hat eines dieser Phänomene auch Deutschland eingeholt. Von Weihnachten bis nach Neujahr stand eine Vielzahl von Anlagen in Deutschland still. Der Grund: Niederschläge in Verbindung mit Temperaturen unter dem Gefrierpunkt hatten in weiten Teilen Deutschlands zur Vereisung von Windkraftanlagen geführt. Was in Deutschland nur selten vorkommt, ist in den USA ein alle Jahre wiederkehrendes Problem, dass regelmäßig zu massiven Vorhersagefehlern führt. Immer wieder stellt sich dabei die Frage, ob man vor solchen Ereignissen hätte warnen können.

Auf der Grundlage einer umfassenden Überwachung und den Abgleich von verschiedenen Wetterinformationen, wie z.B. numerischen Wettervorhersagen, synoptischen Messungen und Satellitenbildern, hat energy & meteo systems ein Verfahren entwickelt, um unterschiedliche Arten von Vorhersagefehlern abzuschätzen. Hierzu werden historische Daten analysiert, die verantwortlichen Größen bestimmt und Schwellwerte festgesetzt, die es erlauben, die Wahrscheinlichkeit für das Eintreten bestimmter Ereignisse zu bestimmen.

Durch die Überwachung von aktuellen Wetterdaten und den kontinuierlichen Vergleich mit den Prognosen kann die Eintrittswahrscheinlichkeit für Vorhersagefehler abgeschätzt werden. Aus dieser Information werden Warnungen generiert, die z.B. Netzbetreiber frühzeitig über drohende Abweichungen informieren und ihnen helfen, den Regelenergiebedarf neu zu planen. Außerdem kann die Abweichung von meteorologischen Größen in Vorhersage und Messung als Ausgangspunkt zur Berechnung von Vorhersage-Updates verwendet werden.

Anhand von praktischen Beispielen aus Europa und Nordamerika werden Ansätze und Ergebnisse zur frühzeitigen Warnung vor Abschaltungen und großen Vorhersagefehlern vorgestellt. Dabei werden verschiedene meteorologische Situationen betrachtet, die starken Einfluss auf den Fehler der Windleistungsvorhersage haben.

# The OffshoreGrid Project - Correlations in European Wind Power Production

Presenting author: Jens Tambke

Co-author(s): Jens Tambke(1) <sup>F P</sup> Lueder von Bremen(1) Frans Van Hulle(2) Gerald Steinfeld(1) Michael Schmidt(1) Jörg-Olaf Wolff(3)

(1) ForWind - University of Oldenburg, Oldenburg, Germany - (2) XPwind, Leuven, Belgium - (3) ICBM - University of Oldenburg, Oldenburg, Germany

## Summary

Many scenario studies (like [www.OffshoreGrid.eu](http://www.OffshoreGrid.eu)) need time series of wind power production from all European wind farms that have to be integrated into future electricity grids. For this purpose, we calculated 3-dim wind field time series over the North Atlantic, Europe and its seas using mesoscale weather simulations. We used global weather analysis data from ECMWF and NCEP/NCAR, own mesoscale model runs (WRF) and operational weather analysis data from the German Weather Service (COSMO model). We validated, compared and blended the different model results to obtain time series with hourly resolution.

The wind speed time series were calculated for all relevant hub heights, e.g. 70m, 90m and 100m. In order to model the output of onshore and offshore wind farms, newest investigations on real-life (dynamic) power curves, array losses due to wake effects, electrical losses and turbine availabilities were used.

We calculated European wind resource maps and detailed statistics of local, clustered and regional wind power production. The analysis quantifies spatio-temporal correlations, gradients, extreme events and ramps in wind speed and produced power. Important results are the magnitudes of smoothing effects in a pan-European SuperGrid.

Based on the time series, we developed a new way of visual interpretation with European maps showing different statistical properties of the wind power production for every grid point in Europe.

One of these innovative maps shows the correlation of wind power production in each grid box with the aggregated power of all turbines in Europe (or any other reference time series). The map reflects that the wind power production is strongly correlated from West to East. Besides that this is the main wind direction, especially the low pressure weather systems with strong wind speeds move mainly from west to east. This leads to a correlation between England and Germany of about 0.50, in contrast to only 0.18 between France and Germany.

# Verbesserte Strahlungsparametrisierung im Wettermodell des Deutschen Wetterdienstes (COSMO)

Ulrike Wißmeier, Ludwig-Maximilians-Universität München

Es besteht mittlerweile der Wunsch dass numerische Wettermodelle, wie z.B. jenes des Deutschen Wetterdienstes (COSMO), solare Bestrahlungsstärken für die nächsten Tage gut vorhersagen können. Allerdings kann in den Modellen der Strahlungstransport aufgrund der begrenzten Rechnerleistung nur mit starken Einschränkungen gerechnet werden. Somit werden einfache Parametrisierungen verwendet, wie z.B. die Independent Pixel Approximation, die zur Folge hat, dass der horizontale Photonentransport nicht berücksichtigt wird und die Position und Länge der Schatten, die die Wolken werfen, nicht richtig wiedergegeben werden. Die Vorhersage der Solarstrahlung am Boden ist somit mit einem großen Fehler behaftet.

Für COSMO, das operationell mit einem Gitterabstand von etwa 2.8 km betrieben wird, wird nun eine neue Strahlungsparametrisierung entwickelt, die jene 3D-Effekte (horizontaler Photonentransport, schräger Schattenwurf) berücksichtigt. Vorstudien mit dem Strahlungstransportmodell *libRadtran* zeigen, dass sich durch die neue Parametrisierung – je nach COSMO-Wolkenszene und Sonnenzenitwinkel – der Fehler in der Berechnung der Globalstrahlung am Boden um bis zu einem Faktor vier verringert. Geht man zu höheren Auflösungen, so wird die Parametrisierung immer wichtiger. Die Direktstrahlung kann dadurch nahezu perfekt und die Diffusstrahlung deutlich besser wiedergegeben werden. Die Ergebnisse der Vorstudien sollen vorgestellt und diskutiert werden. Die momentan laufende Implementierung in COSMO und die zukünftigen Tests werden dann zeigen welchen Einfluss die verbesserte Strahlungsberechnung auf die Wolkenbildung, welche wiederum die Strahlung beeinflusst, hat.

## **Regionale Vorhersage der PV-Leistung zur Netzintegration von Solarstrom**

Elke Lorenz, Thomas Scheidsteger, Detlev Heinemann

Universität Oldenburg, Institut für Physik, Carl von Ossietzky Straße 9-11, 26129 Oldenburg

email: [elke.lorenz@uni-oldenburg.de](mailto:elke.lorenz@uni-oldenburg.de), Telefon: 0441 798 3545, Fax: 0441 798 3326

Zuverlässige Solarleistungsvorhersagen für das Netz- und Erzeugungsmanagement sind unverzichtbar für Energieversorgungssysteme mit hohen solaren Anteilen. In Deutschland liefert Photovoltaik bei einer installierten Leistung von mehr als 17 GW (Stand Ende 2010) bereits jetzt einen nennenswerten Beitrag zur Stromversorgung, wobei Solarstrom insbesondere an strahlungsreichen Tagen eine hervorragende Rolle bei der Reduzierung von Lastspitzen spielen kann. Daher werden zuverlässige Prognosen der erwarteten Einspeisung als Basis für die Planung von An- und Verkauf von Stromkontingenten an der Strombörse benötigt, entsprechend der Organisation des Strommarktes für den nächsten Tag („day-ahead“) und den aktuellen Tag („intra-day“).

In dem vorliegenden Beitrag stellen wir den operationellen Leistungsvorhersage-Service der Partner Universität Oldenburg und Meteocontrol GmbH vor. Das grundlegende Verfahren zur Leistungsvorhersage (siehe [1]) beruht auf Strahlungs- und Temperaturvorhersagen des European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF). In einem ersten Schritt werden unter Einbeziehung von Strahlungsmesswerten lokal optimierte und stündlich aufgelöste Strahlungsvorhersagen für repräsentative PV-Anlagen abgeleitet. Die Berechnung der PV-Leistungsvorhersage erfolgt mit einem expliziten physikalischen Verfahren durch Umrechnung der Strahlung auf geneigte Flächen und Anwendung eines PV-Simulationsmodells. Zur verbesserten Vorhersage in Situationen mit Schneebedeckung auf PV-Anlagen werden über einen empirischen Ansatz PV-Leistungsmesswerte und weitere ECWMF-Vorhersageparameter einbezogen. Abschließend erfolgt die Hochrechnung der Vorhersagen für die repräsentativen Anlagen zur regionalen Vorhersage.

Unter Verwendung der umfangreichen PV-Messdatenbasis von Meteocontrol GmbH wird das Vorhersagesystem fortlaufend ausgewertet und weiterentwickelt. Wir zeigen Auswertungen der PV-Leistungsvorhersagen für die Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber "50Hertz" und "TenneT" im ersten Jahr des operationellen Betriebs und mit aktuellen Verfahrensverbesserungen.

[1] Lorenz, E., Scheidsteger, T., Hurka, J., Heinemann, D. and Kurz, C. , Regional PV power prediction for improved grid integration. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, n/a. doi:10.1002/pip.1033

## Wetterklassenspezifisches Modellkombinationsverfahren für solare Leistungsvorhersagen im operationellen Einsatz

Jan Schmelter, Ulrich Focken, Matthias Lange  
energy & meteo systems GmbH  
www.energymeteo.de  
jan.schmelter@energymeteo.de

Modelle zur Prognose von eingespeister Solarleistung arbeiten meist auf Basis von Strahlungsvorhersagen numerischer Wettermodelle. Die Schnittstelle zwischen vorhergesagter Strahlung und erzeugter, elektrischer Leistung bildet ein auf physikalischen Grundlagen beruhendes Anlagenmodell. Hierbei bieten insbesondere post-processing-Verfahren, die anhand von eingehenden Leistungsmessungen unterschiedlicher Referenzanlagen optimiert werden, eine Möglichkeit der Erhöhung der Vorhersagegüte.

Bereits in der Entwicklung der Windleistungsvorhersage zeigte sich, dass die wesentliche Steigerung der Vorhersagegüte auf die Anwendung eines Systems zurückzuführen ist, welches eine optimale Kombination von Leistungsvorhersagen auf Basis unterschiedlicher Wettermodelle durchführt. Diese Methodik ist durch unterschiedliche Anpassungen auf ein Solarleistungsvorhersagesystem übertragbar. Hierbei ist eine wichtige Anforderung an das Vorhersagesystem, dass Wetterklassen mit unterschiedlichen Einspeisecharakteristika, bei denen prägnante Vorhersageunterschiede zwischen verschiedenen numerischen Wettermodelle auftreten, automatisch detektiert werden. Für solche Anwendungen eignen sich insbesondere strukturierende Verfahren der multivariaten Statistik, mit denen sich auch große meteorologische Datenmengen zu handlichen Wetterklassen komprimieren lassen.

Das Prognosesystem für eingespeiste Solarleistung läuft bei energy & meteo systems bereits seit etwa einem Jahr im operationellen Einsatz. Die dabei gesammelten Informationen lassen eine detaillierte Analyse der Vorhersage bei unterschiedlichen, die Prognosegüte maßgeblich beeinflussenden Wettersituationen wie durchbrochene Bewölkung, Nebel und Schnee zu.

Die Anwendung von erweiterten statistischen Verfahren zur Vorhersageverbesserung ist eine sich lohnende Investition zur Entwicklung von Vorhersagesystemen. Insbesondere die Verknüpfung von zusätzlichen meteorologischen Informationen und Methoden auf Basis von Vorhersagen und Messungen bildet zusammen mit statistischen Verfahren ein hohes Potential zur Steigerung der Vorhersagegüte. Hierbei stellt insbesondere die Integration meteorologischer Kenntnisse in automatische Kombinations- und Korrekturverfahren des Vorhersagesystems eine hohe Anforderung.

# Simulation der Teilnahme eines solarthermischen Kraftwerks am spanischen Elektrizitätsmarkt unter Verwendung einer Solarstrahlungsvorhersage

## Autoren:

Birk Kraas, Solar Millennium AG, Nägelsbachstr. 33, 91052 Erlangen, +4991319409146,  
[kraas@solarmillennium.de](mailto:kraas@solarmillennium.de)

Benedikt Pulvermüller, Solar Millennium AG

Dr. Marion Schrödter-Homscheidt, DLR German Remote Sensing Data Center, D-82234  
Oberpfaffenhofen-Wessling

Prof. Dr. Reinhard Madlener, RWTH Aachen Institute for Future Energy Consumer Needs and  
Behavior, E.ON Energy Research Center, Mathieustrasse 6, D-52074 Aachen

Im Rahmen eines Forschungsvorhabens von ESA, DLR und Solar Millennium wird gegenwärtig ein System zur Vorhersage der Stromproduktion solarthermischer Kraftwerke entwickelt (CSP-FoSyS, Concentrating Solar Power Forecasting System). Dazu werden Vorhersagen der Direktnormalstrahlung und anderer meteorologischer Parameter, auch unter Einbeziehung von Satellitendaten, als Eingangsgrößen eines digitalen Kraftwerksmodells verwendet. Ziel ist, Kraftwerksbetreibern mit Hilfe dieses Systems die Teilnahme an liberalisierten Strombörsen zu ermöglichen. Zur ökonomischen Bewertung dieses Forschungsvorhabens wurde die Teilnahme des 50 MW Parabolrinnenkraftwerks Andasol 3 in Südspanien am spanischen Day-Ahead-Elektrizitätsmarkt simuliert. Diese Marktteilnahme erfordert eine Vorhersage der Elektrizitätsproduktion für den Folgetag in stündlicher Auflösung. Stimmen die vorhergesagten Strommengen infolge fehlerhafter Vorhersagen nicht mit der tatsächlichen Produktion überein, können Strafzahlungen fällig werden, wenn der Netzbetreiber ausgleichende Maßnahmen ergreifen muss.

Verwendet wurden historische Model Output Statistics (MOS) Vorhersagen der DNI und anderer Wetterparameter sowie als Vergleichsvorhersage die Zweitagespersistenz, für die die Entwicklung eines Vorhersagesystems unnötig wäre, da diese Vorhersage einfach durch Heranziehen der Vortagesproduktion gewonnen würde. Die mit diesen Vorhersagen simulierte Stromproduktion wurde mit der in der Simulation mit real gemessenen Daten erzeugten Strommenge verglichen und mittels der Marktergebnisse am spanischen Strommarkt die fiktiven Strafzahlungen für beide Vorhersagemethoden berechnet. Dadurch wurde eine Beurteilung der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit des entwickelten Systems im Vergleich beider Vorhersagemethoden ermöglicht.

In der Simulation wurden die Strafzahlungen durch die Verwendung fortschrittlicher DNI-Vorhersagen um nahezu 50% reduziert. Außerdem werden besonders durch die Integration temporal hochaufgelöster satellitenbasierter Vorhersagen signifikante Vorteile in der Betriebsführung des Kraftwerks erwartet.

Abstract für die 2. Fachtagung Energiemeteorologie, Bremerhaven, 6.-8.4.2011

### **Verifikation von Direktstrahlungs-Vorhersageverfahren am Beispiel des konzentrierenden solarthermischen Kraftwerks Andasol-3**

M. Schroedter-Homscheidt, DLR-DFD, Oberpfaffenhofen, D-82234 Wessling  
B. Pulvermüller, B. Kraas, Solar Millennium AG, D-91052 Erlangen

Für die erfolgreiche Integration der Stromerzeugung eines konzentrierenden solarthermischen Kraftwerks in die bestehende Elektrizitätsversorgung wird eine Stromproduktionsvorhersage über die kommenden 48 Stunden benötigt. Diese beruht insbesondere auf einer Vorhersage der zur Verfügung stehenden Direktnormalstrahlung (DNI), d.h. der auf einer senkrecht zur Einstrahlungsrichtung stehenden Ebene einfallenden Direktstrahlung.

Mit Hilfe von meteorologischen Stationsmessungen am Kraftwerksstandort Andasol (Nähe Guadix, Spanien) und der Plataforma Solar de Almeria (Spanien) werden kommerziell verfügbare DNI-Vorhersagen basierend auf Model Output Statistics (MOS) und als Forschungsdatensätze verfügbare Vorhersagen basierend auf dem ECMWF-Modell und dem WRF-Modell verifiziert. Desweiteren werden Optionen zur Nutzung von satelliten-basierten Wolken- und Strahlungsprodukten für das Nowcasting an diesen beiden Standorten aufgezeigt.

Sebastian Glink  
MeteoMedia AG, Schwäbrig, Gais  
s.glink@meteomedia.ch

**Abstract II**

**Windleistungsprognosen**

Präsentiert wird das Thema aus dem Blickwinkel eines privaten Wetterdienstes. Dabei wird auf die folgenden Fragestellungen eingegangen:

1. Von Einzelanlagen- über Windparkprognosen bis hin zur Prognose der Gesamteinspeisung in Deutschland.
2. Welche Prognosequalität darf erwartet werden?
3. Meteorologische und physikalische Unterschiede zwischen Off- und Onshore



## **Turbulence intensity in the German Bight: Comparison of the turbulence conditions at FINO1 and FINO3**

A. Westerhellweg, B. Canadillas, T. Neumann

DEWI GmbH, Wilhelmshaven, Germany, +49-4421-4808-828, a.westerhellweg@dewi.de

### Abstract

The contribution concentrates on the assessment of the direction dependency of turbulence intensity in the German Bight. Turbulence intensity has been assessed on a 10 minutes basis as ratio between standard deviation of wind speed and the mean wind speed. Data of the two research platforms in the German Bight FINO1 and FINO3 have been evaluated. For comparison purposes the conditions at FINO2 located in the Baltic Sea are also evaluated.

At the location of FINO1 a dependency on the wind direction was observed with higher turbulence intensity from north wind directions. The FINO3 data now after completion of the 1st operational year does not show such a distinct direction effect. The comparison of the turbulence intensity at FINO1 and FINO3 shows differences for eastern and southern wind directions but high agreement for the main wind directions.

The wave height is a main factor for the turbulence intensity at far offshore locations like FINO1 or FINO3. Wave height data of both platforms have been evaluated. The directional dependency of turbulence intensity at FINO1 correlates with the direction dependency of wave heights.

The turbulence intensity is correlated to the atmospheric stability with low TI under stable conditions and high TI under unstable conditions. Of special interest is whether the turbulence increase at FINO1 in the wake of Alpha Ventus shows different behavior for different stability cases.

Fachtagung Energiemeteorologie 6.-8. April 2011 in Bremerhaven

### **Verbesserung von Windfeldmodellen (WRF)**

Prof. Dr. Stefan Emeis, Institut für Meteorologie und Klimaforschung – Atmosphärische Umweltforschung, Karlsruher Institut für Technologie, Kreuzeckbahnstr. 19, 82467 Garmisch-Partenkirchen, [stefan.emeis@kit.edu](mailto:stefan.emeis@kit.edu)

Die Planung der effektiven und sinnvollen Nutzung der Windenergie setzt Vorhersagemodelle voraus, die sowohl die mittlere Windgeschwindigkeit als auch die turbulenten Windgeschwindigkeitsfluktuationen gut simulieren und vorhersagen. In Modellen wie WRF werden die turbulenten Fluktuationen über ein Schließungsmodell beschrieben wie beispielsweise das von Mellor, Yamada und Jancic. Eine Durchsicht von neueren experimentellen Daten, die auf moderner Messtechnik beruhen und in denen eine ausreichend hohe Reynolds-Zahl erreicht wurde, legen eine Revision der empirischen Konstanten für das Mellor-Yamada-Jancic-Modell nahe.

Gezeigt wird, wie die empirischen Konstanten des Mellor-Yamada-Jancic-Modells aktualisiert wurden, wobei auf die richtige Darstellung der dimensionslosen vertikalen Wind- und Temperaturgradienten Wert gelegt wurde. Simulationen mit WRF mit dem aktualisierten Mellor-Yamada-Jancic-Modell wurden mit Messungen offshore (FINO1) und onshore (Ostanströmung in Høvsøre, Hamburg) verglichen und zeigen eine deutliche Verbesserung der Simulation der turbulenten kinetischen Energie bei nahezu unveränderter Simulation der mittleren Windprofile. Die bereits zur Publikation eingereichten Ergebnisse entstammen der noch laufenden Doktorarbeit von Richard Foreman.

# **Ertragsberechnungen für Windkraftanlagen auf Basis unterschiedlicher Wind- und Ertragsindizes**

H.-T. Mengelkamp, J. Geyer, S. Huneke

anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH  
Bunsenstr. 8, D-21365 Adendorf, Germany, [www.anemos.de](http://www.anemos.de)

Der langjährige mittlere zu erwartende Energieertrag und die Unsicherheit bei der Bestimmung dieses Wertes sind die beiden Schlüsselwerte für eine ökonomische Betrachtung von Windkraftprojekten (Rendite und Risiko). Die Ertragsermittlung basiert in der Regel auf einer mindestens 12-monatigen Windmessung vor Ort oder auf einem Vergleich der Berechnungsergebnisse mit den Ertragswerten benachbarter Windkraftanlagen, die bereits in Betrieb sind. Sowohl die Windmessungen als auch die in der Regel nur für wenige Jahre vorhandenen Betriebsdaten müssen in den Langzeitbezug gesetzt werden, um eine Information über das im klimatologischen Sinne stabile Langzeitmittel zu erhalten. Ein solcher Langzeitbezug wird durch Korrelation der kurzzeitigen Wind- bzw. Ertragsdaten mit langjährigen konsistenten Daten durchgeführt.

In Deutschland wird für die Einschätzung von Ertrags- und Winddaten oft der populäre BDB/IWET-Windindex (Betreiberdatenbasis, Ingenieurwerkstatt Energietechnik) verwendet. Dieses hat dazu geführt, dass seit Jahren die Erwartungen von Investoren nicht erfüllt werden. Mittlerweile gehört es deswegen zum Standard, diesen Index individuell anzupassen oder durch Vergleich mit einem zusätzlichen unabhängigen Index zu validieren. Ein solcher zweiter Index wurde auf Basis langjähriger Simulationen mit einem Mesoskala-Modell entwickelt. Der Index beruht auf Zeitreihen der Windgeschwindigkeit, die durch Kombination mit typischen Leistungskennlinien in Ertragszeitreihen transformiert wurden.

Beide Indizes werden in ihrer räumlichen und zeitlichen Variation vergleichend dargestellt und die Sensitivität der Wahl des langjährigen Bezugszeitraumes wird diskutiert.

### **Analytisches Windparkmodell**

Prof. Dr. Stefan Emeis, Institut für Meteorologie und Klimaforschung – Atmosphärische Umweltforschung, Karlsruher Institut für Technologie, Kreuzeckbahnstr. 19, 82467 Garmisch-Partenkirchen, stefan.emeis@kit.edu

Präsentiert wird ein analytisches Windparkmodell, das die Absenkung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe im Inneren großer Windparks und die Länge des Nachlaufs solcher Windparks vorhersagt. Es ist eine Weiterentwicklung des Modells, das in Emeis, S., 2010: A simple analytical wind park model considering atmospheric stability. Wind Energy, 13, 459-469. DOI: [10.1002/we.367](https://doi.org/10.1002/we.367) dargestellt ist.

Das Modell berechnet einen Gleichgewichtszustand, der sich für sehr große Windparks einstellt. Wesentliche Einflussparameter sind die Größe der Impulsentnahme durch die Turbinen des Parks, die Rauigkeit der Oberfläche unter den Turbinen, die thermische Schichtung der atmosphärischen Grenzschicht und die von den Turbinen zusätzlich erzeugte Turbulenz im Windpark.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Absenkung der Windgeschwindigkeit und die Nachlaufänge offshore deutlich größer ist als onshore. Ebenso sind die Absenkung und die Nachlaufänge bei stabiler Schichtung deutlich größer als bei instabiler Schichtung. Hieraus lassen sich grobe Abschätzungen über den Jahresgang des Energieertrags offshore und Empfehlungen für die Dichte der Turbinen im Windpark und der Abstand der Windparks untereinander ableiten.

## **Anwendung eines Grobstruktursimulationsmodells zur Analyse der Strömungsbedingungen in Offshore-Windparks**

Gerald Steinfeld (gerald.steinfeld@forwind.de), Jens Tambke, Joachim Peinke und Detlev Heinemann

ForWind, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Oldenburg, Deutschland

Strömungen in der marinen atmosphärischen Grenzschicht sind aufgrund der geringeren Rauigkeit des Untergrundes sowie aufgrund der hohen Wärmekapazität von Wasser und den daraus resultierenden vergleichsweise kleinen Wärmeströmen durch eine geringere Hintergrundturbulenzintensität gekennzeichnet als atmosphärische Strömungen über Landoberflächen. Es ist daher davon auszugehen, dass über dem Meer Nachlaufströmungen hinter Windenergieanlagen, die durch ein Defizit der Windgeschwindigkeit gegenüber der ungestörten Strömung und eine Erhöhung der Turbulenzintensität gekennzeichnet sind, über größere Distanzen hinweg eine Rolle spielen, als dies an Land der Fall ist. Die beiden Charakteristika der Nachlaufströmung führen zu einer Reduzierung des Ertrags von Windenergieanlagen innerhalb von Windparks gegenüber frei stehenden Windenergieanlagen. Zur Prognose des Ertrags eines neu geplanten Windparks sind beide Effekte daher mit hoher Genauigkeit zu berücksichtigen. Vergleiche der Ergebnisse aktuell verwendeter Ingenieursmodelle mit Messungen in Offshore-Windparks zeigen deutliche Abweichungen der Erträge zwischen Modell und Realität auf.

Für Forschungszwecke wird daher im RAVE-Projekt OWEA (Verifikation von Offshore-Windenergieanlagen) von ForWind in Oldenburg ein Grobstruktursimulationsmodell entwickelt, mit dem zunächst ein detailliertes Bild der Strömungsverhältnisse (räumliche Auflösung im Meterbereich) im deutschen Offshore-Testfeld „alpha ventus“ erhalten werden soll. Die gleichzeitig von der RAVE-Initiative im Offshore-Testfeld und an der benachbarten Messplattform FINO-I durchgeführten Messungen bieten dabei die Möglichkeit einer Verifikation der Ergebnisse des entwickelten Grobstruktursimulationsmodells. Abschließendes Ziel ist es, auf Basis der Ergebnisse des entwickelten Grobstruktursimulationsmodells verbesserte Ingenieursmodelle zu entwickeln.

Für die Simulation der Strömungsverhältnisse hinter Windenergieanlagen wurde durch ForWind das Grobstruktursimulationsmodell PALM um Parametrisierungen (Aktuatorscheiben- und Aktuatorlinienmethode) der Auswirkungen von Windenergieanlagen auf die atmosphärische Strömung erweitert.

Die Schwerpunkte dieses Konferenzbeitrags werden auf einem Vergleich von simulierten Nachlaufströmungen über dem Meer und über dem Land sowie in der Präsentation erster Ergebnisse der simulierten Strömungsverhältnisse im Offshore-Testfeld liegen.

## **Der Einfluss des Spektrums auf den Kurzschlussstrom von PV-Modulen – Ergebnisse aus Messungen und Simulationen**

Kühnert J, Behrendt T, Betcke J, Hammer A, Lorenz E und Heinemann D  
AG Energiemeteorologie, Energie- und Halbleiterforschung, Institut für Physik, Fakultät V,  
Carl von Ossietzky Universität Oldenburg

Es werden Untersuchungen vorgestellt, wie sich das Spektrum der solaren Einstrahlung auf den Kurzschlussstrom und den Wirkungsgrad von Photovoltaik-Modulen auswirkt.

Dazu ist ein experimenteller Aufbau erstellt worden, mit dem die Parameter Kurzschlussstrom, Leerlaufspannung und Temperatur von Modulen unterschiedlicher Technologien untersucht werden können. Gleichzeitig wird die spektrale Einstrahlung mit einem Spektroradiometer und die Globalstrahlung mit einem Pyranometer erfasst.

Im Vortrag wird über den aktuellen Stand der Auswertung der ersten und zweiten Messperiode berichtet. Darüber hinaus werden Ergebnisse des simulierten spektralen Mismatch-Faktors gezeigt, der sich aus zwei unterschiedlichen Spektral-Modellierungen ergibt.

1. Betcke J, Behrendt T, Kühnert J, Hammer A, Lorenz E and Heinemann D: 'Spectrally Resolved Solar Irradiance Derived from Meteosat Cloud Information – Comparison of Two Methods', Proc. 2010 EUMETSAT Meteorological Satellite Conference, Córdoba, Spain, 20 – 24 September 2010.

2. Behrendt T, Kühnert J, Hammer A, Lorenz E, Betcke J and Heinemann D: 'Spectrally resolved solar irradiance from satellite data to investigate the performance of thin film photovoltaics', Proc. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Valencia, Spain, 6-9 September 2010.

# Quantifizierung des Einflusses von Schnee auf den Ertrag von Solarstromanlagen

Gerd Heilscher\*, Franz Ehleuter\*\*, Holger Ruf\*

\*Hochschule Ulm, Eberhard Finckh Str. 11, D-89075 Ulm  
Tel.: +49-(0)-731-5028-360, Fax: +49-(0)-731-5028-363,  
email: heilscher@hs-ulm.de, ruf@hs-ulm.de

\*\*SunBrush, Kirchstraße 5, D-87760 Lachen  
Tel.: +49 (0) 8332 5295, e-mail: info@sunbrush.info

Strahlend blauer Himmel an einem kalten Januartag und es liegt Schnee auf der Solarstromanlage. Neben dem gefährlichen manuellen Schneeräumen von Solarstromanlagen wurden auch schon verschiedene technische Möglichkeiten entwickelt um den Schnee von der Anlage zu bekommen und die Energie des strahlen blauen Januartages einzufangen.

Neben der wirtschaftlichen Betrachtung über Sinn und Unsinn des Schneeräumens von Solarstromanlagen rückt für eine dezentrale Energieversorgungsstruktur mit hohem Anteil regenerativer Energien die Verfügbarkeit der Solarenergie im Winterhalbjahr in den Vordergrund.

Im Rahmen des Beitrags wird deshalb der Verlust des Energieertrags auf Grund schneebedeckter Solargeneratoren an 20 exemplarischen Standorten in Deutschland quantifiziert. Neben den meteorologischen Daten wird auf Basis von Betriebsdaten realer Anlagen auch die Neigung der Dachflächen in die Analyse einbezogen. Darüber hinaus wird auf einem Testdach auch der Energiegewinn durch eine Reinigungsanlage für Solarstromanlagen messtechnisch erfasst.

Erste Ergebnisse der vergleichenden Analyse der Betriebsdaten einer steilen und einer flachen Solarstromanlage zeigen an den Tagen mit Schneebedeckung einen Verlust von 540 kWh (2008) bzw. 775 kWh (2009). Wird die Solarstrahlung des Satelliten herangezogen um auch die Tage mit schneebedecktem Solarstrahlungssensor zu berücksichtigen betrug der Verlust im Jahr 2009 sogar 964 kWh. Dies entsprach 3.4% des jährlichen Energieertrags.

Quellenangaben: [1] [www.sunbrush.de](http://www.sunbrush.de)  
[2] [www.solarprojekt.de](http://www.solarprojekt.de)  
[3] Meteosat Daten der Universität Oldenburg

## Metrology for Energy Meteorology: The PV calibration chain

Stefan Winter

Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Braunschweig, Germany, [Stefan.Winter@PTB.de](mailto:Stefan.Winter@PTB.de)

The percentage of solar energy generated power increases rapidly. Due to this fact the prediction of the expected solar energy generation becomes more and more important to avoid both an oversupply and a lack of energy. For precise predictions a good traceability to the SI units is needed. Methods for the primary calibration of reference solar cells will be shown as well as the way how the international equivalence is ensured by the World Photovoltaic Scale (WPVS). In addition it will be shown, that due to the change of an import international standard (IEC 60904-3:2008) the efficiency of solar cells increases about 0.7%.

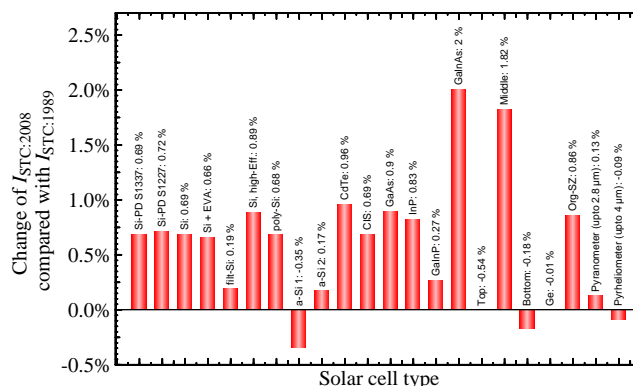
### INTRODUCTION

To get the efficiency  $\eta$  of a solar cell you measure the maximum electrical power that can be obtained if the area  $A$  of a solar cell is irradiated according to standardized test conditions STC with the irradiation  $E$

$$\eta_{\text{STC}} = \frac{V_{\text{OC}}(I_{\text{STC}}) \cdot FF(I_{\text{STC}}) \cdot I_{\text{STC}}}{E_{\text{STC}} \cdot A_{\text{solar cell}}}$$

As the short-circuit current under standard test conditions  $I_{\text{STC}}$  is the most difficult part of the measurement, because it depends on the used spectral irradiance, the following text will focus to the primary calibration of  $I_{\text{STC}}$  of reference solar cells. If  $I_{\text{STC}}$  is known, the determination of the fill factor  $FF$  and the open-circuit voltage  $V_{\text{OC}}$  can be done just by a simple electrical measurement.

The Standard Test Conditions are listed in detail in IEC standards 60904-2 and 60904-3. The most important Standard Test Conditions are the AM1.5 spectral irradiance  $E_{\text{AM1.5},\lambda}(\lambda)$ , the irradiance level  $E_{\text{STC}}$  of 1000 W/m<sup>2</sup> and the solar cell temperature of 25°C. In April 2008 a new version of IEC standard 60904-3 with a more representative and more detailed AM1.5 spectrum was published with the important consequence, that the  $I_{\text{STC}}$  value of typical Si solar cells increases about 0.7% (see Fig. 1) [1].



**Figure 1.** Effect of the new standard IEC 60904-3:2008 on short-circuit current under standard test conditions  $I_{\text{STC}}$ .  $I_{\text{STC}}$  increases at most of the reference solar cells. So the standardized efficiency of most solar cells world wide increased in April 2008 from one day to the other – without technological improvement, just due to a new standard.

### EXPERIMENTAL SETUP

Two different approaches are possible for a calibration according to the Standard Test Conditions. The one approach tries to realize the Standard Test Conditions as good as possible and to do a direct measurement of the short-circuit current. The problem is that even the outdoor solar spectrum doesn't match exactly the standardized AM1.5 spectrum and the indoor spectrum of solar simulators less than ever. So for precise results a spectral mismatch correction must be performed.

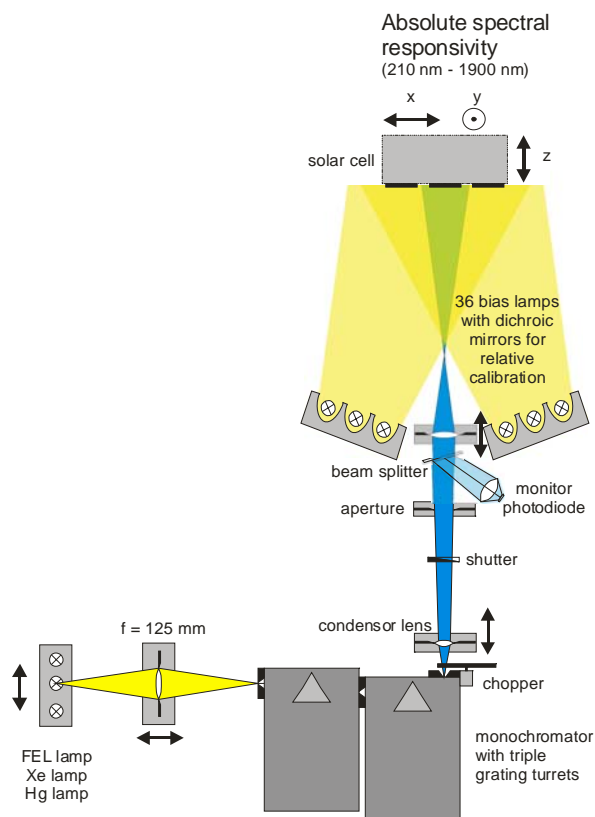
The other approach is to characterize the solar cell by a precise measurement of the absolute spectral responsivity  $s_{\text{abs}}(\lambda, E_{\text{STC}})$ . Then the short-circuit current can be simply calculated by the formula

$$I_{\text{STC}} = \int_0^{\infty} s_{\text{abs}}(\lambda, E_{\text{STC}}) E_{\text{AM1.5},\lambda}(\lambda) d\lambda$$

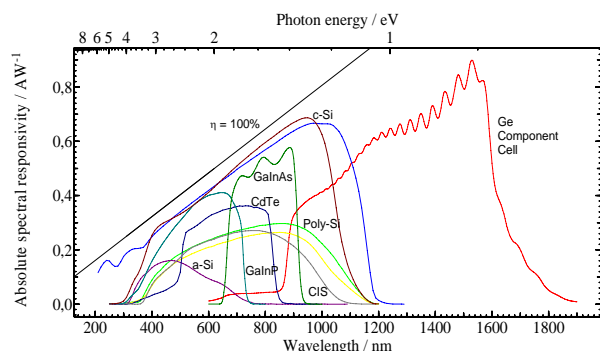
The common way for the determination of the absolute spectral responsivity is the DSR-Method (Differential Spectral Responsivity, see Fig. 2 and [3]). It takes into account the nonlinearity of solar cells and the high irradiance level  $E_{\text{STC}}$ . Due to the complete characterization of the solar cells this method has the great advantage, that the usability of the calibrated solar cell under other conditions than the Standard Test Conditions can be calculated



without recalibration, e.g. if the standard changes or for low irradiance use, the use under space conditions or indoor use with the CIE standard illuminant A. So even non silicon solar cells (see Fig. 3), photometers or filter detectors can be calibrated. Whether organic solar cells can be calibrated using the DSR method is actually investigated.



**Figure 2.** Dual beam optical arrangement combining AC monochromatic and DC solar-like optical radiation for the measurement of the differential spectral responsivity at different working points. As in natural the solar cell is over-illuminated by both beams.



**Figure 3.** Different types of solar cells calibrated at the DSR facility.

### INTERNATIONAL EQUIVALENCE

The World Photovoltaic Scale (WPVS) is used as a world-wide reference value for terrestrial PV

performance measurements of the short-circuit current under Standard Test Conditions. The WPVS has already been established in 1997 based on an international comparison where a set of 20 transfer standards were circulated between 11 national laboratories. The maintenance of the WPVS is done by four qualified WPVS laboratories. After the first recalibration carried out at NREL in 1999, the PTB acted as pilot laboratory for the second recalibration, i.e. the 2003/04 intercomparison. The intercomparisons can be used as a basis (i) for a new realization of the PV reference value called WPVS and (ii) for an increase of the number of reference cells and WPVS laboratories, both of which are needed to maintain and disseminate the WPVS reference value [2].

### RESULTS

Two complementary approaches for the calibration of reference solar cells are described: the direct measurement and the detailed spectral characterization of the solar cell. The international equivalence of the different calibration laboratories, which are using different calibration methods, is enhanced by the World Photovoltaic Scale.

### REFERENCES

1. S. Winter, D. Friedrich, A. Sperling: „Effects of the new standard IEC 60904-3:2008 on the calibration results of common solar cell types“, in “Proc. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conf.”, (Hamburg 2009), pp. 3527-3529, 4AV.3.67.pdf, ISBN 3-936338-25-6
2. S. Winter, J. Metzdorf, S. Brachmann, K. Emery, F. Fabero, Y. Hishikawa, B. Hund, H. Müllejans, A. Sperling, W. Warta: The Results of the Second World Photovoltaic Scale Recalibration; in Proc. 31. IEEE Photovoltaic Specialists Conference 2005, (Florida 2005), 4 p, ISBN: 0-7803-8708-2
3. S. Winter, T. Wittchen, J. Metzdorf: Primary Reference Cell Calibration at the PTB Based on an Improved DSR Facility; in “Proc. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conf.”, ed. by H. Scherr, B. Mc/Velis, E. Palz, H. A. Ossenbrink, E. Dunlop, P. Helm (Glasgow 2000) James & James (Science Publ., London), 4 p., ISBN 1 902916 19 0

## **Vorstellung des DKE Projektes Bewertung des Energieertrages von PV-Modulen**

Dipl.-Ing. Ralf Haselhuhn, Dipl.-Ing. (FH) Philipp Vanicek  
DGS – Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie LV Berlin-Brandenburg e.V.  
Erich-Steinfurth-Str. 6, 10243 Berlin  
Tel. +49 (30) 293812 – 60, Fax +49 (30) 293812 – 61  
rh@dgs-berlin.de, pv@dgs-berlin.de  
www.dgs-berlin.de

Für die Bewertung der Leistungsfähigkeit von PV-Modulen wird bisher hauptsächlich die Nennleistung herangezogen (STC). Diese bestimmt auch vorrangig den Verkaufspreis der Module, da dieser auf die Nennleistung bezogen wird.

Ziel des Normungsprojektes ist die Erstellung einer Norm zur Ermittlung von Performance-Kennwerten von PV-Modulen, die dem Käufer einen belastbaren Vergleich zwischen verschiedenen PV-Modulen gleicher oder unterschiedlicher Zelltechnologie ermöglichen.

Mit den Normentwürfen der IEC 61853 Reihe bestehen bereits konkrete Vorschläge wie das energetische Verhalten von PV-Modulen unter Labor- und Outdoor-Bedingungen gemessen werden soll. Es fehlen jedoch Anwendungsvorschriften bezüglich der energetischen Wertung. Diese Lücke soll mit dem beschriebenen Projekt gefüllt werden.

Dazu soll eine Kennzeichnung entwickelt werden die es dem Anwender erlaubt auf einfache Art und Weise Auskunft über den möglichen Energieertrag zu erhalten und verschiedene Fabrikate und Technologien miteinander zu vergleichen. Der Anwender wird somit bei der Auswahl und der wirtschaftlichen Bewertung von PV-Modulen stark unterstützt.

Ferner darf erwartet werden, dass eine solche Kennzeichnung zu einer weiteren energetischen Optimierung von PV-Modulen führen wird. Eine vergleichbare positive Entwicklung konnte bei PV-Wechselrichtern mit der Einführung von gewichteten Wirkungsgraden (Europäischer und Kalifornischer Wirkungsgrad) beobachtet werden.

Für die Entwicklung oben genannter Kennzeichnung müssen unter anderem Wichtungsfaktoren für Einstrahlung und Temperatur bestimmt werden. Dafür werden umfangreiche und regional weitgefächerte Einstrahlungs- und Temperaturdaten in hoher Auflösung und für möglichst lange Zeiträume benötigt. Dabei soll neben ersten Ergebnissen auch auf die Schwierigkeiten der Akquise solcher Daten eingegangen werden. Als Ergebnisse werden erste Aussagen zur Häufigkeit und dem Energiegehalt verschiedener Einstrahlungsklassen und deren Korrelation mit der Umgebungstemperatur für verschiedene Regionen vorgestellt.

Das spektrale Verhalten von PV Modulen blieb bei der energetischen Bewertung bisher weitgehend unberücksichtigt. Ein Grund stellt der Mangel an Langzeit-Spektral-Messung dar. Daher wurde eine Langzeitmessung von Spektraldaten in Kooperation mit der HTW Berlin initiiert. Der Messaufbau und erste Ergebnisse sollen vorgestellt werden.

## **2. Fachtagung Energiemeteorologie , 6.- 8. April 2011, Bremerhaven**

### **Bereitstellung von Globalstrahlungsdaten für die Photovoltaik**

Wolfgang Riecke, Deutscher Wetterdienst, Regionales Klimabüro Hamburg

Das Gros der Strahlungsmessstationen des DWD wurde zwischen 1970 und 1980 eingerichtet (etwa 40). Früheste Messungen begannen 1937 an der Station in Potsdam. Eingesetzt wurden Pyranometer des „high quality“-Standards. Vor allem im Rahmen des Anwendungsbereiches der Photovoltaik war es notwendig von der punktuellen Stationsmessung zu einer Flächenaussage der Einstrahlungsgegebenheiten in Deutschland zu kommen. Der DWD berechnet auf der Grundlage satellitenabgeleiteter Globalstrahlungswerte und Bodenmesswerte monat- und jährliche Globalstrahlungssummen im 1km-Raster für Deutschland. Eine Darstellung der Ergebnisse in Kartenform erfolgt über ein GIS-System. Zunehmend wird die Frage nach der Entwicklung der Globalstrahlung gestellt. Bei der Betrachtung eines jährlichen deutschlandweiten Flächenmittels der Globalstrahlung lagen von 1998 bis 2009 10 Jahre über den langjährigen Durchschnitt. Seit 1980 zeigt sich an den Stationen eine allgemeine Zunahme in der Globalstrahlung, nachdem vorher durchweg eine deutliche Abnahme zu beobachten war.

## 2. Fachtagung Energiemeteorologie

6. – 8. April 2011, Bremerhaven

### Unsicherheitsberechnung der Meteororm 7

Jan Remund, Meteotest, Fabrikstrasse 14, CH-3012 Bern, Schweiz,  
[jan.remund@meteotest.ch](mailto:jan.remund@meteotest.ch)

### Zusammenfassung

In Meteororm Version 7 (ab Mai 2011) wird neu die Unsicherheit der Jahresmittel der Globalstrahlung, der Direktnormalstrahlung, der Strahlung auf geneigte Flächen und der Temperatur angegeben. Die Unsicherheit wurde mit Hilfe von statistischen Analysen und Expertenwissen bestimmt. Folgende Schritte werden für die Globalstrahlung bewertet:

- Messungengenauigkeit (Länge, Aktualität, Trend und Varianz der Messung)
- Unsicherheit der Interpolation (Interpolation der Bodenmesswerte, Unsicherheit der Satellitendaten)

Die Messungengenauigkeit der Bodenmessungen schwankt dabei zwischen 2 und 8%, wobei die meisten Deutschen Standorte zwischen 2 und 4 % liegen. Die Interpolation der Bodendaten wird mit Hilfe der Genauigkeit der verwendeten Bodendaten und der Distanz zur nächsten Station modelliert. Auf eine räumliche Bestimmung der Unsicherheit wurde verzichtet, da dazu in gewissen Regionen zu wenige Stationen vorliegen. Bei einer Entfernung von 100 km beträgt die Unsicherheit durchschnittlich 6%.

Die Interpolation der Satellitendaten (eigene Datengrundlage der Meteororm) wird in Abhängigkeit von der geographischen Breite und der Albedo modelliert. Je höher die Breite und je höher die Albedo (v.a. Wüsten und schneereiche Gebiete) desto grösser die Unsicherheit. Der Wert schwankt typischerweise zwischen 3 und 6% für den hoch aufgelösten Bereich des MSG und 4 und 8% für andere Satelliten. Die Unsicherheit der Direktstrahlung und der Strahlung auf geneigte Flächen hängen von der Unsicherheit der Globalstrahlung ab. Typischerweise ist die Unsicherheit der Direktnormalstrahlung rund doppelt so hoch wie derjenigen der Globalstrahlung. Die Unsicherheit der Temperatur hängt nur von der Distanz der nächsten Messung ab und liegt häufig im Bereich von 0.5 – 1°C.

## Postprocessing modellierter Einstrahlungszeitreihen zur Erstellung von Datensätzen mit realitätsnahen Verteilungseigenschaften

Hans Georg Beyer, Universitetet i Agder, Grimstad, Norwegen

Richard Meyer, SunTrace, Hamburg

Für statistisch belastbare Standortbewertungen solarthermischer Kraftwerke sind konsistente viele Jahre umfassende Zeitreihen der Direktnormal-Strahlung (DNI) erforderlich. Damit soll der Effekt der starken Schwankungen des Strahlungsangebots bezüglich der Kraftwerkserträge von Jahr zu Jahr bestimmbar werden. Dazu müssen möglichst realistische lange Strahlungszeitreihen in stündlicher Auflösung vorliegen.

Aus Satellitendaten abgeleitete Einstrahlungsdaten zeigen heute in der Regel gute Eigenschaften bezüglich der Wiedergabe langzeitiger (monatlicher) Mittelwerte. Eine Betrachtung der Verteilungsfunktion dieser Datensätze zeigt jedoch, je nach verwendetem Modellierungstool zum Teil erhebliche Abweichungen von den entsprechenden Verteilungen orts- und zeitgleich gemessener Datensätze.

Im Rahmen des Projektes SESK wurden Verfahren zur Korrektur der Verteilungseigenschaften der Satellitendatensätze mit Hilfe vorliegender paralleler Satelliten und Bodendatensätze an anderen, benachbarten Standorten oder vorhergehender Zeitabschnitten untersucht.

Abb. 1 zeigt exemplarisch die Abweichungen der kumulierten Verteilungsfunktionen gemessener und modellierter jährlicher zeit- und ortsgleicher DNI-Datensätze. Abb. 2 die Differenzen (Messung – Modell) der Verteilungsfunktionen.

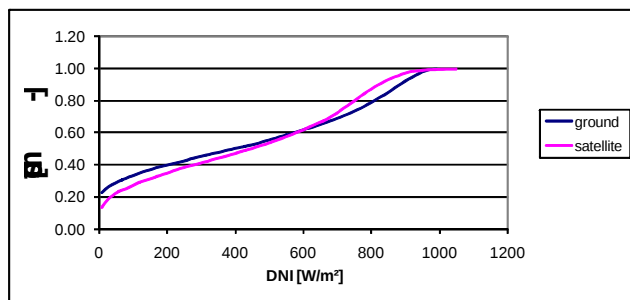
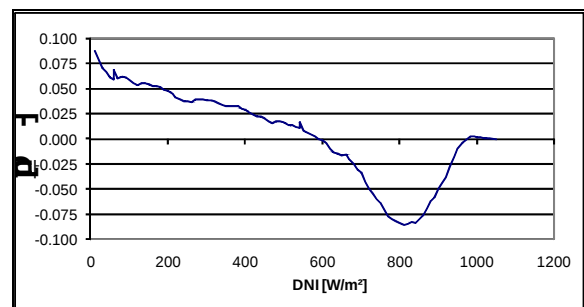


Abb.1: Kumulierte Verteilungsfunktionen gemessener und



modellierter jährlicher zeit- und ortsgleicher DNI-Datensätze.

Abb.2: Abweichungen (Modell-Messung) der kummulierten Verteilungen Abb.1..

Liegt die Information über Abweichungen der modellierten und gemessenen Verteilungen an benachbarten Orten oder vorherigen Zeitabschnitten vor, kann sie als Korrektur auf die Verteilungsfunktion des zu bearbeitenden Datensätzen eingesetzt werden.

Ein Beispiel für den Einsatz der Information aus vorhergehenden Datensätzen zeigt Abb. 3.

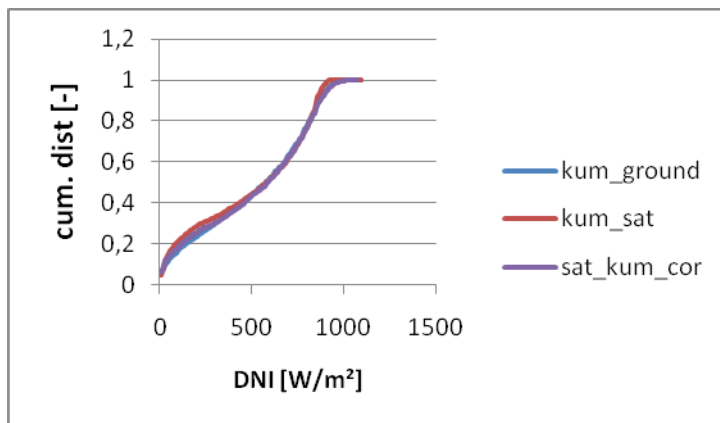


Abb.3: Kumulierte Verteilungsfunktion von Satelliten und Bodendaten für einen Jährlichen Datensatz. Die Anwendung der aus den Datensätzen 5 vorangegangener Jahre abgeleiteten Korrekturfunktion führt zu der hier gezeigten korrigierten Funktion. Die Korrektur lässt sich für den hier gezeigten Satz zufriedenstellend durchführen.

Auf Basis der korrigierten Verteilungsfunktion lassen sich nun über eine Merkmalstransformation die einzelnen Modellwerte in einen korregierten Datensatz überführen. Diese Korrektur führt zu einer Veränderung der Amplituden der Einzelwerte, lässt ihre zeitliche Zuordnung aber bestehen.

# Circumsolarstrahlung: Ableitung aus MSG-Beobachtungen für CSP/CPV-Planung & -Monitoring

Bernhard Reinhardt, DLR, Institut für Physik der Atmosphäre,  
Oberpfaffenhofen

Gemeinhin wird die direct normal irradiance (DNI) als wichtige Kenngröße bei Planung und Monitoring von CSP- und CPV-Anlagen herangezogen. Im Allgemeinen ist diese Größe aber nur eine Näherung der Einstrahlung, die von einer Anlage genutzt werden kann. Die DNI kann außerdem nicht direkt gemessen werden. Beides liegt daran, dass eine Anlage oder auch ein Messgerätes immer auch Strahlung einfängt, die bereits an Streuprozessen in der Atmosphäre teilgenommen hat. Wie hoch der Anteil der Diffusstrahlung an der nutzbaren / gemessenen Einstrahlung ist, hängt maßgeblich von den atmosphärischen Bedingungen und dem Akzeptanzwinkel der Anlage / des Geräts ab. Während es bei klarer Atmosphäre unbedeutend ist, ob Messgerät und Anlage den gleichen Akzeptanzwinkel besitzen, können bei starker Trübung der Atmosphäre durch Aerosole oder Zirruswolken je nach Akzeptanzwinkel Unterschiede bis zu 30% zwischen Messung und tatsächlich nutzbarer Leistung auftreten. Unter solchen atmosphärischen Bedingungen muss die Strahlung, die aus der Region direkt rund um die Sonnenscheibe kommt, die Circumsolarstrahlung, mitberücksichtigt werden.

Mittels Strahlungstransportrechnungen wurden Tabellen erstellt, die es erlauben, die einfallende Strahlung je nach atmosphärischer Situation, schnell zwischen unterschiedlichen Akzeptanzwinkeln umzurechnen. Die atmosphärischen Parameter hierfür können aus Meteosat Second Generation (MSG) Beobachtungen abgeleitet werden. Diese sind seit dem Jahre 2004 in 15-minütiger Zeitauflösung vorhanden und decken u.a. den gesamten EUMENA-Raum ab. Im Moment laufen Arbeiten zur Evaluation und zur Verbesserung der entsprechenden Ableitungsverfahren. Die Fortschritte und Probleme hierbei werden im Vortrag diskutiert.

Die Konsequenzen einer erfolgreichen Umsetzung des oben skizzierten Ansatzes wären:

- Die bessere Kalibrierung von DNI-Klimatologien aus weit verbreiteten Standardpyrheliometermessungen und somit die bessere Erschließung dieser Daten für die Planungsphase einer Anlage.
- Die Verbesserung der Vergleichbarkeit von DNI Angaben aus Satellitenbeobachtungen und bodengebundenen Messungen und somit die Erleichterung der Validierung von DNI-Satellitenprodukten.
- Das Ermöglichen von rein satelliten-basierten Klimatologien, sowie von Remote-Monitoring und Nowcasting der **tatsächlich nutzbaren** Strahlung für konzentrierende Solarsysteme im gesamten von MSG abgedeckten Bereich in hoher zeitlicher Auflösung.

# Risikofaktor Aerosole in der Ertragskalkulation solarthermischer Kraftwerke

Sibylle Petrak<sup>1</sup> und Chris Gueymard<sup>2</sup>

<sup>1</sup> focus solar GmbH, E-Mail: s.petrak@focussolar.de,

<sup>2</sup> Solar Consulting Services, E-Mail: Chris@SolarConsultingServices.com

Die präzise Vorhersage der für solarthermische Kraftwerke wichtigen Form der Sonneneinstrahlung, der Direktnormalstrahlung (DNI), ist nur mit hochwertigen Aerosol Datensätzen möglich, da in den betreffenden Regionen die Bewölkung minimal ist und Aerosole zum wichtigsten Einflußfaktor werden. Die relevante Kenngröße hierfür ist die Aerosol optische Dicke (AOD), die sowohl in ihrer räumlichen als auch zeitlichen Verteilung hochgradig variabel ist. Viele Strahlungsmodelle nutzen bisher lediglich langjährige Monatsdurchschnittswerte für AOD (Klimatologien), was eine unzulängliche Vereinfachung ist und zu erheblichen Fehlern in der Modellierung führt. Abgesehen von der mangelhaften Beschreibung der Variabilität, ist die allgemeine Genauigkeit der gegenwärtig vorliegenden Aerosolklimatologien immer noch von geringer Qualität, insbesondere dann wenn AOD niedrig und schwierig zu bestimmen ist, was für viele Kraftwerksstandorte häufig zutrifft.

Die Autoren schlagen deshalb eine Methode vor, mit der AOD-Werte für jeden Tag eines spezifischen Jahres mit hoher räumlicher Auflösung bestimmt werden sollen. Die angestrebte Genauigkeit soll kompatibel sein mit der Auflösung des DNI-Strahlungsmodells (d.h. 1 x 1 km). Prinzipiell sind zwei Datenquellen nutzbar, die miteinander kombiniert werden sollen. Zum einen sind das aus Satellitenbeobachtungen abgeleitete flächenhafte Rasterdaten der Aerosol optischen Dicke (wie z.B. mit MODIS und MISR) und zum anderen die Ergebnisse von Simulationsrechnungen mit chemischen Transportmodellen, die die zeitlich-räumliche Verteilung von AOD unter Kenntnis der natürlichen und anthropogenen Emissionsquellen, der chemischen Umwandlungsprozesse und der meteorologischen Einflüsse durch die Bewegung von Luftmassen vorhersagen. Beide Methoden haben unterschiedlich gelagerte Stärken und Schwächen. Für eine optimale Kombination werden beide Datensätze zunächst nach Klimazonen sortiert, klimazonenspezifisch mit AERONET-Stationen nachkalibriert, bevor sie mittels Kriging und unter Berücksichtigung des Höheneinflusses zusammengeführt werden. Auf diese Weise werden sowohl AOD als auch der für das Spektralverhalten wichtige Ångström-Exponent bestimmt.