

# Modellierung der stündlichen Photovoltaik- und Windstromeinspeisung in Europa

Gerda Schubert

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung,  
Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Telefon +49 721 6809-358,  
gerda.schubert@isi.fraunhofer.de, Webauftritt: <http://www.isi.fraunhofer.de>

**Kurzfassung:** Dieser Beitrag befasst sich mit der Modellierung der Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Um die Auswirkungen hoher Anteile fluktuierender Einspeisung auf den europäischen Strommarkt zu untersuchen, ist eine zeitlich hoch aufgelöste und räumlich umfassende Betrachtung nötig. Mit den entwickelten Modellen lassen sich auf Grundlage historischer Wetterdaten für alle Länder der EU27 sowie für Norwegen und die Schweiz stündliche Zeitreihen zur Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen generieren.

**Keywords:** Modellierung fluktuierender Erzeugung, Photovoltaik, Windenergie

## 1 Modellierung Photovoltaik-Stromeinspeisung

Mithilfe der Photovoltaik wird Solarstrahlung zur Erzeugung elektrischer Energie genutzt. Die Menge der erzeugten Energie ist dabei vom Strahlungsangebot der Sonne abhängig, weitere meteorologische Größen und die Eigenschaften der PV-Anlage haben ebenfalls einen Einfluss. Zur Abschätzung der Stromerzeugung mittels PV werden verschiedene Modelle eingesetzt. In Abhängigkeit vom Anwendungsbereich unterscheiden diese sich sowohl in der Datengrundlage als auch in den verwendeten Methoden.

### 1.1 Anwendungsbereiche von Photovoltaik-Modellen

Für die Projektplanung erfolgt die Ertragsabschätzung auf Grundlage von Einstrahlungsdaten und zum Teil auch unter Berücksichtigung von typischen Temperaturverläufen. Im Projekt PVGIS (T. Huld u. a. 2010) wurde ein Verfahren entwickelt, mit dem für beliebige Standorte in Europa unter Vorgabe von Ausrichtung und Technologie eine Ertragsabschätzung vorgenommen werden kann. Ein weiterer Einsatzbereich ist die Ertragsüberwachung bestehender Anlagen, um Fehlfunktionen und daraus resultierende Ertragseinbußen frühzeitig zu erkennen. Zu diesem Zweck sind Einstrahlungs- und Temperaturdaten des Standortes nötig. Je höher die zeitliche Auflösung der Datengrundlage ist, desto schneller können Fehlfunktionen und Ausfälle erkannt werden. PVSAT-2 (Drews u. a. 2007) und safer'Sun (meteocontrol 2010a) sind Beispiele für die automatisierte Ertragsüberwachung von PV-Anlagen. Für die Kraftwerkseinsatzplanung und zur Berechnung der Stromnetzauslastungen sind Einspeiseprognosen nötig. Die Datengrundlage für die Vorhersage der PV-Stromeinspeisung sind Einstrahlungs- und Temperaturprognosen und Informationen zu den Eigenschaften des bestehenden Kraftwerksparks, für den die Prognose erfolgen soll. Anbieter von Einspeiseprognosen sind zum Beispiel meteocontrol (2010b) und energy&meteo (2010). Auch in der Forschung

werden Modelle zur Berechnung der PV-Stromerzeugung eingesetzt. In der Entwicklung von PV-Modulen wird der Einfluss unterschiedlicher Materialien oder Technologien auf den Modulwirkungsgrad anhand der Materialeigenschaften errechnet. Um Aussagen zur Performance über einen längeren Zeitraum zu treffen, sind charakteristische Zeitreihen verschiedener meteorologischer Größen an repräsentativen Standorten nötig. Krauter (2006) betrachtet die zugrundeliegenden optischen und thermischen Vorgänge detailliert und schätzt die Einflüsse auf den Wirkungsgrad anhand der Materialeigenschaften ab.

Um den Einfluss der fluktuierenden PV-Stromeinspeisung auf die Strommärkte zu beurteilen, sind zeitlich hoch aufgelöste Einspeisezeitreihen nötig. Es werden ganze Regionen oder Länder betrachtet, weshalb flächendeckende Einstrahlungs- und Temperaturdaten stündlicher Auflösung benötigt werden.

Das in diesem Beitrag beschriebene Modell soll die Analyse des Einflusses der PV-Stromerzeugung auf die Restnachfrage, welche nicht durch Wind- oder PV-Strom gedeckt werden kann, ermöglichen.

## 1.2 Modellstruktur

Mit dem Modell ISI-PV-Europe können die stündlichen PV-Stromeinspeisungen für die Länder der Europäischen Union sowie für die Schweiz und Norwegen (EU27+2) berechnet werden. Die installierte Leistung kann länderspezifisch, die flexiblen Modellparameter können für die NUTS2<sup>1</sup>-Regionen innerhalb eines Landes vorgegeben werden. Als Systemgrenze ist der Wechselstrom-Ausgang des Wechselrichters definiert.

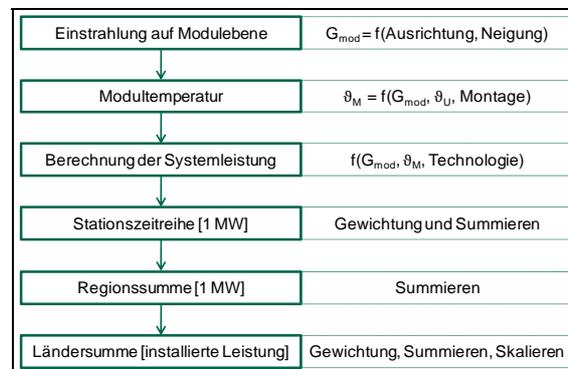


Abbildung 1 Modellstruktur ISI-PV-Europe

In Abbildung 1 ist das Modell ISI-PV-Europe dargestellt. Im Folgenden werden das Vorgehen und die getroffenen Standardvorgaben beschrieben. Zunächst wird die Einstrahlung auf Modulebene für jeden Gitterpunkt (Station) berechnet. In einem ersten Schritt die Einstrahlung auf Modulebene ( $G_{\text{mod}}$ ) für jede Stunde, Ausrichtungs- und Neigungsklasse berechnet. Im nächsten Schritt werden die Modultemperaturen ( $\vartheta_M$ ) für die unterschiedlichen Montagearten unter Berücksichtigung der Außentemperatur ( $\vartheta_U$ ) bestimmt. Auf Grundlage der Zwischenergebnisse erfolgt die Berechnung der Systemleistung unter Berücksichtigung von Einstrahlung und Modultemperatur, sowie der Auslastung des Wechselrichters. Die Systemleistungen der einzelnen Stationen werden anschließend gewichtet und für jeden

---

<sup>1</sup> Nomenclature des unités territoriales statistiques: NUTS2: Mittlere Regionen/Landschaften in der EU

Datenpunkt unter der Annahme einer installierten Leistung von einem Megawatt zusammengefasst. Die berechneten Zeitreihen werden zur Regionssumme für die NUTS2-Regionen und anschließend unter der Vorgabe des Anteils der in der Region installierten Leistung zur Ländersumme zusammengefasst.

### 1.3 Annahmen und Einfluss der Anlageeigenschaften

Zur Berechnung der vom Boden reflektierten Strahlung wird ein Albedowert von 0,2 angenommen. Die gesamte Einstrahlung (Globalstrahlung) auf das Modul ergibt sich dann aus den drei ermittelten Strahlungsanteilen.

Die Verschattung ist vom nahen Umfeld des Aufstellungsortes abhängig und kann daher im hier vorgestellten Modell nicht genau abgebildet werden. Um die generelle Charakteristik des Einflusses dennoch berücksichtigen zu können, wurde ein einfaches Korrekturverfahren entwickelt. Für Zeiten mit niedrigem Sonnenstand (Sonnenhöhe geringer als 17°) wird die auf die Modulebene auftreffende Strahlung reduziert. Dazu wird sie mit einem Faktor kleiner als eins multipliziert. Dieser Faktor nimmt bei einer Sonnenhöhe von Null theoretisch den Wert 0,7 an und steigt linear mit zunehmender Sonnenhöhe bis er bei 17° den Wert eins erreicht.

Die Ausrichtung der PV-Module hat einen großen Einfluss auf die auf das Modul auftreffende Strahlung. Nördlich des Äquators ist die ideale Ausrichtung nach Süden, lediglich eine Nachführung verspricht einen höheren Ertrag. Sowohl für den jährlichen Ertrag als auch für den charakteristischen Tagesverlauf der Einspeisung ist auch die Neigung von Bedeutung. Die optimale Neigung für einen maximalen Jahresertrag hängt von der geographischen Breite, von der lokalen Topographie und vom Klima ab. Ausgehend von den in Šuri u. a. (2007) ermittelten optimalen Anstellwinkeln, können Gewichtungen für acht Neigungskategorien vorgegeben werden. Die Standardgewichtungen sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1 Neigungsklassen und Standardgewichtung im Modell

Neigung	Standardgewichtung
Nachführung	0%
Optimale Neigung – 10°	5%
Optimale Neigung – 5°	20%
Optimale Neigung	50%
Optimale Neigung + 5°	20%
Optimale Neigung + 10°	5%
Fassadenintegration (90°)	0%
Horizontaler Aufbau (0°)	0%

Da die Annahme von 100% optimal nach Süden ausgerichteten Anlagen zu einer Überschätzung führen würde, werden anteilig auch Anlagen mit um je 40° nach Westen und Osten versetzten Ausrichtungen berücksichtigt. Die im Modell vorgegebene Gewichtung ist in Tabelle 2 dargestellt. Südanlagen sind mit 60% gewichtet, um jeweils 40° nach Westen oder Osten versetzte Anlagen mit jeweils 20%. Anlagen mit Nachführung werden in der Standardgewichtung nicht berücksichtigt.

Tabelle 2 Modulazimut und Standardgewichtung im Modell

Azimut	Standardgewichtung
Nachführung	0%
Süd-Ost (140°)	20%
Süd (180°)	60%
Süd-West (220°)	20%

Die Modultemperatur hat einen großen Einfluss auf den Wirkungsgrad der Module. Die Berechnung der Modultemperatur erfolgt nach Drews u.a. (2007, S. 554) (siehe Formel 1). Maßgebend für die Modultemperatur sind die auf das Modul auftreffende Globalstrahlung und die Umgebungstemperatur sowie der von der Montageart abhängige Temperaturkoeffizient.

$T_{Mod} = T_U + c \cdot G_{Mod}$			
	Mit		
	$T_{Mod}$	Modultemperatur	$c$ Temperaturkoeffizient
	$T_U$	Umgebungstemperatur	$G_{Mod}$ Globalstrahlung auf das Modul

Formel 1 Berechnung der Modultemperatur (Drews u. a. 2007, S. 554)

Die Modultemperatur ist entscheidend von der Art der Montage abhängig. Im Modell werden daher Freiflächenanlagen, Anlagen auf geneigten Dächern im Abstand von mehr als 10 cm bzw. weniger als 10 cm, und dachintegrierte Anlagen unterschieden. Die benötigten Temperaturkoeffizienten sind aus Drews u.a. (2007, S. 554) entnommen und in Tabelle 3 aufgeführt. Ähnliche Werte für leicht abweichende Kategorien ermittelten auch Skoplaki und Palyvos (2009, S. 25).

Tabelle 3 Temperaturkoeffizienten für verschiedene Montagearten des PV-Feldes (Drews u. a. 2007, S. 554)

Montageart	Temperaturkoeffizient	Standardgewichtung
Freiflächenanlagen	0,020	6%
Anlagen auf geneigten Dächern; Abstand > 10 cm	0,027	25%
Anlagen auf geneigten Dächern; Abstand < 10 cm	0,036	64%
dachintegrierte Anlagen	0,058	5%

Unter der Vorgabe der Globalstrahlung auf das Modul, der Modultemperatur, der Modul- und Wechselrichtertechnologie sowie der sonstigen Verluste wird anschließend die relative Systemleistung berechnet. Dazu wird in Abhängigkeit von der Globalstrahlung auf das Modul und der Modultemperatur der Wirkungsgrad des PV-Feldes (T. Huld u. a. 2010, S. 326) errechnet (Formel 2).

Unterschiedliche Zelltechnologien weisen unterschiedliche Eigenschaften bezüglich der Wirkungsgradänderungen mit der Einstrahlung und der Temperatur auf. Um dies zu berücksichtigen, werden drei verschiedene Technologien betrachtet, c-Si-Module, CdTe- und

CIS-Module. Die technologiespezifischen Koeffizienten nach Huld nach (2010, S. 329 und 333) sind in Tabelle 4 dargestellt. Die einzelnen Modultechnologien werden unterschiedlich gewichtet. Dabei wird angenommen, dass c-Si-Module den größten Anteil ausmachen.

Unter Berücksichtigung der Auslastung wird der Wechselrichterwirkungsgrad nach (Macêdo und Zilles 2007, S. 341) berechnet (Formel 3). Die verwendeten Koeffizienten (Macêdo und Zilles 2007, S. 344) sind in Tabelle 5 dargestellt.

$$\eta_{WR} = \frac{p_{DC} - (k_0 + k_1 \cdot p_{DC} + k_2 \cdot p_{DC}^2)}{p_{DC}}$$

Mit  
 $\eta_{WR}$  Wirkungsgrad des Wechselrichters  $k_0$  bis  $k_2$  auslegungsspezifische Koeffizienten  
 $p_{DC} = \frac{P_{DC}}{P_{Nenn}}$  Auslastung des Wechselrichters

Formel 3 Formel zur Berechnung des Wechselrichter-Wirkungsgrades (Macêdo und Zilles 2007, S. 341)

$$\eta_{Mrel} = 1 + k_1 \ln \frac{G_{Mod}}{G_{STC}} + k_2 \left( \ln \frac{G_{Mod}}{G_{STC}} \right)^2 + \left( k_3 + k_4 \ln \frac{G_{Mod}}{G_{STC}} + k_5 \left( \ln \frac{G_{Mod}}{G_{STC}} \right)^2 \right) (T_{Mod} - T_{STC}) + k_6 (T_{Mod} - T_{STC})^2$$

Mit  
 $\eta_{Mrel}$  relativer Wirkungsgrad des PV-Feldes  $T_{Mod}$  Modultemperatur  
 $G_{Mod}$  Globalstrahlung auf das Modul  $T_{STC}$  Modultemperatur unter STC  
 $G_{STC}$  Globalstrahlung unter STC  $k_1$  bis  $k_6$  technologiespezifische Koeffizienten

Formel 2 Formel zur Berechnung des Modulwirkungsgrades Feldes (T. Huld u. a. 2010, S. 326)

Tabelle 4 Koeffizienten zur Ermittlung des relativen Modulwirkungsgrades nach (T. Huld u. a. 2010, S. 329 und 333)

	$k_1$	$k_2$	$k_3$ [1/K]	$k_4$ [1/K]	$k_5$ [1/K]	$k_6$ [1/K]	Standardgewichtung
c-Si	-0,017162	-0,040289	-0,004681	0,000148	0,000169	0,000005	94%
CIS	-0,005521	-0,038492	-0,003701	-0,000899	-0,001248	0,000001	2%
CdTe	-0,103251	-0,040446	-0,001667	-0,002075	-0,001445	-0,000023	4%

Tabelle 5 Koeffizienten zur Ermittlung des WR- Wirkungsgrades (Macêdo und Zilles 2007, S. 344)

Dimensionierung [ $P_{PV\text{Feld}}/P_{WR}$ ]	$k_0$	$k_1$	$k_2$	Gewichtung
1,00	0,0079	0,0411	0,0500	100%

Tabelle 6 Verluste sonstiger Komponenten

Verlustquelle	Höhe des Verlustes
Mismatching	5 Prozent
Reflexionen an der Moduloberfläche	2,5 Prozent
Verschmutzungen	2 Prozent
Gleichstromverkabelung	0,2 Prozent

Neben den bereits dargestellten Anlagenkomponenten gibt es noch weitere Verlustquellen, welche im Faktor sonstige Verluste zusammengefasst werden. Diese sind in Tabelle 6 dargestellt.

$P_{System}(h, i, t, s, \gamma_E, \alpha_E, G_{Mod}) = \eta_{WR}(i) \cdot l \cdot \eta_{M_{rel}}(G_{Mod}, t, s) \cdot G_{Mod}(\gamma_E, \alpha_E)$			
Mit			
$h$	Stunde des Jahres	$\eta_{M_{rel}}$	relativer Wirkungsgrad des PV-Feldes
$i$	Wechselrichterart	$G_{Mod}$	Globalstrahlung auf das Modul
$t$	Modultechnologie	$\gamma_E$	Modulneigung
$s$	Montageart	$\alpha_E$	Modulazimut
$P_{System}(h, i, t, s, \gamma_E, \alpha_E)$	Systemleistung	$l$	sonstige Verluste

Formel 4 Berechnung der spezifischen Systemleistung

Die für jede Ausrichtung, Neigung, Montageart und Modultechnologie spezifisch berechneten Systemleistungen werden für die einzelnen Stationen zusammengefasst. Für jede Spezifikation werden dazu die ermittelten Systemleistungen nach dem vorgegebenen Anteil für Ausrichtung, Neigung, Montageart und Modultechnologie gewichtet. Anschließend werden die einzelnen Systemleistungen aufsummiert (Formel 4). Es ergibt sich für jede Station die relativ zur Verfügung stehende Leistung.

## 2 Modellierung Wind-Stromeinspeisung

Mithilfe der von Windturbinen wird Windenergie zur Erzeugung elektrischer Energie genutzt. Die Menge der erzeugten Energie ist dabei vom Energiegehalt des Windes in Nabenhöhe abhängig, weitere meteorologische Größen und die Eigenschaften der Windenergieanlage haben ebenfalls einen Einfluss.

### 2.1 Anwendungsbereiche von Photovoltaik-Modellen

Zur Abschätzung der Stromerzeugung aus Windenergie werden verschiedene Modelle eingesetzt, wobei je nach Anwendungsbereich unterschiedliche Datengrundlagen und Methoden verwendet werden.

Für die Projektplanung erfolgt die Ertragsabschätzung auf Grundlage der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit des betrachteten Standortes sowie deren Höhenkorrektur mit Hilfe des logarithmischen Windprofils. Hier werden unter anderem WAsP (Risø DTU, 2010), anemoScope (Recherche en Prevision Numerique, Canadian Hydraulics Centre, 2010) und METRAS-PC (Universität Hamburg, Meteorologisches Institut, 2010) eingesetzt. Für die Abschätzung der zur Auslegung der Anlagen nötigen Extrema der Windgeschwindigkeit, Turbulenzen und Windscherung wird zum Teil zusätzliche Software wie beispielsweise WAsP Engineering (Risø DTU, 2010) oder WindPRO (EMD International A/S, 2010) benötigt.

Ein anderer Einsatzbereich ist die Vorhersage der Windstromeinspeisung, als Voraussetzung für die Netzbetriebsführung und Kraftwerkseinsatzplanung. Datengrundlage für die Prognose der Windenergieeinspeisung sind die numerische Wettervorhersage, deren

Skalierung mithilfe mesoskaliger meteorologischer Modelle erfolgt, und die Eigenschaften von Referenzwindparks für die betrachtete Netzregion. Bedeutend für die Güte der Vorhersage ist dabei der Einsatz statistischer Verfahren unter Berücksichtigung umfangreicher Leistungs- und Windgeschwindigkeitszeitreihen. Kommerzielle Anbieter in diesem Bereich sind beispielsweise energymeteo mit der Windprognose Previento (Focken, 2003, S. 22 ff.) und das Fraunhofer IWES mit dem Wind Power-Management-System WPMS (Schlögl, et al., 2008). Auch das Zentrum für Windenergieforschung der Universitäten Oldenburg, Hannover und Bremen ForWind hat mit Hugin (Tambke & Heinemann, 2010) ein Modell zur Windleistungsvorhersage entwickelt. Für die Windleistungsvorhersage ist die mittlere viertelstündliche Leistung an festgelegten Netzknoten relevant.

Der dritte Einsatzbereich ist die Modellierung der Windenergieeinspeisung zur Abschätzung des Einflusses der Windenergie auf die Strommärkte in Szenarioanalysen. Die Datengrundlage bilden historische Messdaten oder historische Daten aus Reanalyse Modellen. Beispiele sind ISI-Wind Deutschland (Sensfuß, 2003), die Betrachtungen des Ausbaus von Windenergie in Europa (Hulle, 2009) und in den Skandinavischen Ländern (Holtinen, 2005). Eine Sonderstellung nimmt die European Wind Integration Study (EWIS 2007) ein, die am Beispiel von zwei verschiedenen Windsituationen (Starkwind im Norden Europas gegen-über Starkwind im Süden Europas) die Wirkungen auf den Strommarkt und insbesondere auf den Netzzustand analysiert. Es erfolgt keine Zeitreihenanalyse sondern es werden zwei Windsituationen mit besonders großem Einfluss auf den Netzbetrieb analysiert.

Das hier vorgestellte Modell dient zur Beurteilung des Einflusses der Windenergie auf den Strommarkt und ist somit in den zuletzt vorgestellten Einsatzbereich einzuordnen. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der Berücksichtigung der atmosphärischen Schichtung, die einen großen Einfluss auf den Tagesverlauf der Windenergieeinspeisung hat.

## 2.2 Modellstruktur

Die Struktur des für diese Arbeit zur Verfügung stehenden Modells ISI-Wind-Europe ist in Abbildung 2 dargestellt.

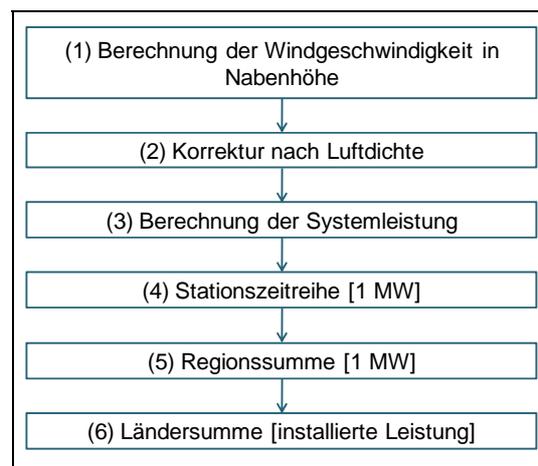


Abbildung 2 Modellstruktur ISI-Wind-Europe

Für jede einzelne Wetterstation und jede Referenzanlage wird die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe mittels exponentieller Höhenkorrektur berechnet (1). Bei der Berechnung des

Exponenten wird der Zustand der Atmosphäre mit der Obukhov-Länge<sup>2</sup> berücksichtigt (Foken 2006, 141). Die Obukhov-Länge wird dazu für jede Stunde auf Grundlage der Tages- und Jahreszeit, der herrschenden Windgeschwindigkeit und der Rauigkeitslänge der Umgebung nach VDI 3782 Blatt1 Anhang A (VDI 2009) und der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) (BMU 2002) abgeschätzt. Anschließend wird eine Korrektur zur Berücksichtigung der Luftdichte (2) vorgenommen. Mit den errechneten Windgeschwindigkeiten wird die für die Referenzanlage hinterlegte relative Leistungskennlinie ausgelesen (3). Nach der Gewichtung der einzelnen Referenzanlagen wird die Stationszeitreihe für ein Megawatt installierter Leistung ermittelt (4). Im nächsten Schritt werden die Stationen zunächst innerhalb der NUTS2-Regionen und anschließend die Regionen innerhalb der einzelnen Länder gewichtet und aggregiert. Nach dieser Berechnung liegen für jedes Land stündliche Zeitreihen zur relativen Einspeisung vor. Die Zeitreihen geben gleichermaßen die stündlich zur Verfügung stehende Leistung pro Megawatt installierter Leistung an und werden im letzten Schritt auf die installierte Leistung skaliert (6).

### **2.2.1 Einfluss und Abschätzung der atmosphärischen Schichtung**

Der Zustand der Atmosphäre hat einen entscheidenden Einfluss auf das Windprofil. Die Höhe der atmosphärischen Grenzschicht ist über Land im Tagesverlauf variabel (Foken, 2006, S. 9) (Stull, 1988, S. 9-10). Nach Sonnenaufgang absorbiert die Erdoberfläche einen Teil der Strahlungsenergie der Sonne, wodurch sich turbulente Wärmetransporte zu den darüber liegenden Luftschichten ausbilden und eine Mischungsschicht entsteht. Kurz vor Sonnenuntergang kommt es zu einem Ausgleich der Temperaturunterschiede und es bildet sich eine stabile Grenzschicht, welche teilweise nur zehn bis hundert Meter hoch ist. Unter windstillen und turbulenzarmen Bedingungen kann es dann zur Ausbildung eines Starkwindbandes (Low Level Jet) in 10 bis 300 Metern Höhe kommen. Oberhalb der stabilen Grenzschicht bleiben Reste der Mischungsschicht des Tages erhalten. Am folgenden Tag löst sich die stabile Grenzschicht relativ schnell wieder auf. An Tagen mit geringer Einstrahlung, zum Beispiel bei starker Bewölkung oder im Winter, wird die Erdoberfläche weniger stark erwärmt und es kann vorkommen, dass sich die neue Mischungsschicht nur schwach entwickelt (Foken, 2006, S. 7,101-102) (Malberg, 2007, S. 72).

Eine stabile Schichtung bildet sich aus, wenn die bodennahe Luftschicht über kältere Land- oder Wasserflächen zieht (Glickman, 2000). Diese Situation tritt nachts bei schwachem Wind, in den kälteren Jahreszeiten jedoch auch am Tage auf. Auch bei Inversionswetterlagen kann es zur Ausbildung von stabilen Schichten kommen. Neutrale Schichtungen bilden sich meist tagsüber bei bedecktem Himmel beziehungsweise bei mittleren bis höheren Windgeschwindigkeiten. Bei schwachem Wind und wenig Bedeckung bilden sich labile Schichten aus. Nachts, bei Vorliegen einer stabilen Grenzschicht, steigen die Windgeschwindigkeiten mit der Höhe schneller als am Tage, wenn sich durch turbulente Wärmetransporte eine Mischungsschicht ausbildet. Dies ist auch am in Abbildung 3 dargestellten mittleren Tagesgang der Windgeschwindigkeiten in unterschiedlichen Höhen ersichtlich.

---

<sup>2</sup> Maß für die Stabilität der atmosphärischen Schichtung

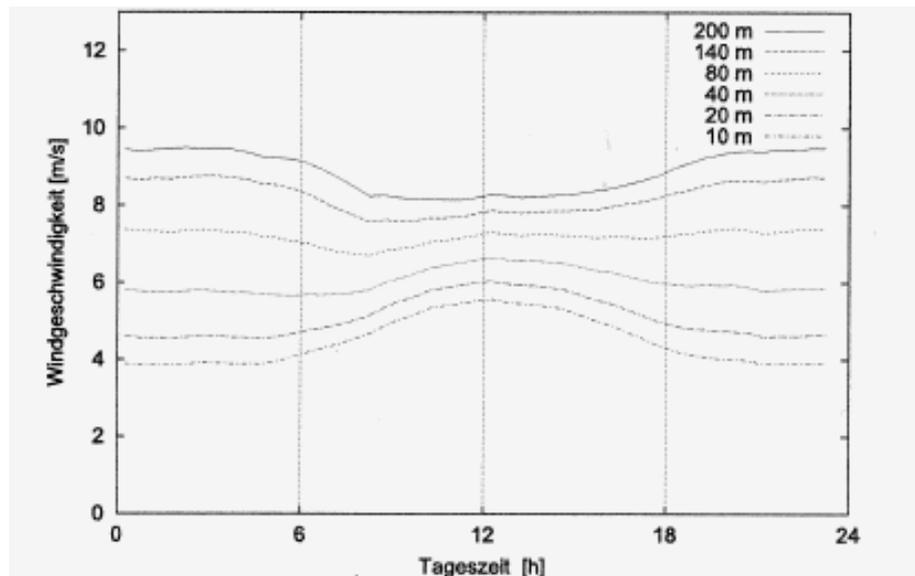


Abbildung 3 Mittlerer Tagesgang der Windgeschwindigkeit in unterschiedlichen Höhen am Messmast in Cabouw, Niederlande (Focken, 2003, S. 30)

Diese Auswirkungen der Schichtungsänderungen lassen sich mit dem logarithmischen Windprofil nicht abbilden, da diese per Definition eine neutrale Schichtung der Atmosphäre annimmt (Zmarsly, Kuttler, & Pethe, 1999, S. 111-115).

In ISI-Wind Europa erfolgt die Höhenkorrektur nach dem Exponentialansatz mit variablen Exponenten (Foken, 2006, S. 141). Dadurch ist es möglich, den Zustand der atmosphärischen Schichtung zu berücksichtigen. Der variable Exponent  $x$  ist sowohl von der atmosphärischen Schichtung als auch von der Rauigkeitslänge abhängig (Foken, 2006, S. 142). Die atmosphärische Schichtung wird durch die Obukhov-Länge  $L$  charakterisiert, welche die Relation zwischen dynamischen, thermischen und Auftriebsprozessen angibt und proportional zur charakteristischen Höhe der dynamischen Unterschicht ist.

Für die Berechnung der Obukhov-Länge  $L$  stehen verschiedene Methoden zur Verfügung. Nach der Gradienten-Methode sind mindestens Temperatur- und Windmessungen für zwei verschiedene Höhen nötig (Focken, 2003, S. 16-17). Nach der Bulk-Methode (Lange, Larsen, Højstrup, & Berthelme, 2004) ist die Ermittlung der Obukhov-Länge auch auf Grundlage der Erd- bzw. Wasseroberflächentemperatur und der Lufttemperatur sowie der Windgeschwindigkeit in einer Höhe möglich. Für die Ermittlung nach der Bulk-Methode fehlen im Rahmen dieser Arbeit Temperaturdaten in einer zweiten Messhöhe. Eine Berechnung der Obukhov-Länge ist daher nicht möglich, um den systematischen Fehler im Tagesverlauf zu korrigieren ist es jedoch nötig, die thermische Schichtung zu berücksichtigen. Im Rahmen dieser Arbeit wird deshalb für jede Stunde der Zustand der Atmosphäre abgeschätzt und die zugehörige Obukhov-Länge ermittelt. Die Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) verweist zur Bestimmung des atmosphärischen Zustandes auf die Klug/Manier Ausbreitungsklassen, welche nach VDI 3782 Blatt 1 Anhang A (VDI, 2009) zu bestimmten sind. Die Zuordnung erfolgt dabei nach fünf Windgeschwindigkeitsklassen und drei Bewölkungsklassen am Tage sowie zwei in der Nacht.

Mit der nach dem Exponentialansatz berechneten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe lässt sich die Stromeinspeisung  $E_{s1MW}(s,h)$  für jede Stunde  $h$  und jede Station  $s$  bestimmen. Für ein Land  $c$  ergibt sich für die Stunden  $h$  eine Stromeinspeisung  $E_c(h)$  aus

$$E_c(h) = V_E(c) \cdot \sum_{h=1}^{h=hoy} P_{inst}(c, h) \cdot E_{s1MW}(s, h) \cdot x(s, h)$$

mit der Anzahl der Stunden im Jahr, dem auf die Station  $s$  entfallenden Anteil der Leistung  $x(s,h)$ , der energetischen Verfügbarkeit  $V_E(c)$ , und der installierten Leistung  $P_{inst}(c,h)$ .

### 3 Literatur

- BMU. 2002. „Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft-TA Luft)“. [http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund\\_24072002\\_IGI2501391.htm](http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund_24072002_IGI2501391.htm) Zugriff Januar 2012.
- Dreus, A. u. a. 2007. „Monitoring and remote failure detection of grid-connected PV systems based on satellite observations“. *Solar Energy* 81(4): 548-564.
- EMD International A/S. (2010). *WindPro: EMD*. <http://www.emd.dk/WindPRO/Frontpage> Zugriff Januar 2011
- energy&meteo. 2010. „Solarleistungsvorhersage Suncast“. [http://www.energymeteo.de/01\\_leistungen/Suncast.php](http://www.energymeteo.de/01_leistungen/Suncast.php) Zugriff Januar 2011
- EWIS. 2007. European Wind Integration Study (EWIS) Towards a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Grids – Final Report“, European Wind Integration Study.
- Focken, U. (2003). *Leistungsvorhersage räumlich verteilter Windkraftanlagen unter besonderer Berücksichtigung der thermischen Schichtung der Atmosphäre*. Düsseldorf: VDI.
- Foken, Thomas. 2006. *Angewandte Meteorologie: Mikrometeorologische Methoden*. 2. Aufl. Springer, Berlin.
- Glickman, T. S. (06 2000). *Glossary of Meteorology*. Abgerufen am 25. November 2009 von stable boundary layer: <http://amsglossary.allenpress.com/glossary/search?id=stable-boundary-layer1>
- Holttinen, H. (2005). Hourly Wind Power Variations in the Nordic Countries. *Wind Energy Volume 8 Number 2*, S. 173-195.
- Huld, Thomas u. a. 2010. „Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging“. *Solar Energy* 84(2): 324-338.
- Hulle, F. V. (2009). *Trade Wind Integrating Wind - Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power*. Zugriff Dezember 2010 von TradeWind: <http://www.trade-wind.eu/index.php?id=13>
- Krauter, Stefan C. W. 2006. *Solar Electric Power Generation - Photovoltaic Energy Systems: Modeling of Optical and Thermal Performance, Electrical Yield, Energy Balance, Effect on Reduction of Greenhouse Gas Emissions*. 2. Aufl. Springer, Berlin.
- Lange, B., Larsen, S., Højstrup, J., & Berthelme, R. (2004). The influence of thermal effects on the wind speed profile of the coastal marine boundary layer. *Boundary-Layer Meteorology September 2004*, S. 587-617.
- Macêdo, W. N., und R. Zilles. 2007. „Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF)“. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 15(4): 337-352.
- Malberg, H. (2007). *Meteorologie und Klimatologie. Eine Einführung*. Berlin: Springer.
- meteocontrol. 2010a. „Meteocontrol - Betriebsüberwachung safer'Sun“. <http://www.meteocontrol.de/cms/db/index.php?pageID=136> (Zugriff August 2010).

- meteocontrol. 2010b. „Meteocontrol - Solarstromprognose“.  
<http://www.meteocontrol.de/cms/db/index.php?pageID=402> (Zugriff August 2010).
- Recherche en Prevision Numerique, Canadian Hydraulics Centre. (2010). *Documentation: AnemoScope Wind Energy Simulation Toolkit*. Zugriff Januar 2011 von AnemoScope Wind Energy Simulation Toolkit: [http://www.anemoscope.ca/Documents/AnemoScope\\_Method\\_Overview.pdf](http://www.anemoscope.ca/Documents/AnemoScope_Method_Overview.pdf)
- Risø DTU. (2010). *The industry standard in wind resource assessment: WAsP – the Wind Atlas Analysis and Application Program*. Zugriff Januar 2011 von WAsP – the Wind Atlas Analysis and Application Program: <http://www.wasp.dk/index.htm>
- Schlögl, F., Adzic, L., Karner, C., Lange, B., Mackensen, R., Rohrig, K., et al. (2008). *Windleistungsprognose als Werkzeug zur Integration von Windenergie in das Stromversorgungssystem*. Zugriff Februar 2011 von IWES:  
[http://www.iset.unikassel.de/pls/w3isetdad/www\\_iset\\_new.main\\_page?p\\_lang=eng&p\\_owa\\_call=www\\_veroeff.show\\_veroeffdaten%3Fp\\_veroeff\\_nr=2035%26p\\_lang=eng](http://www.iset.unikassel.de/pls/w3isetdad/www_iset_new.main_page?p_lang=eng&p_owa_call=www_veroeff.show_veroeffdaten%3Fp_veroeff_nr=2035%26p_lang=eng)
- Sensfuß, F. (2003). *Entwicklung einer Prognose des Lastprofils der Stromspeisung erneuerbarer Energien bis 2020*.
- Skoplaki, E., und J.A. Palyvos. 2009. „Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations“. *Renewable Energy* 34(1): 23-29.
- Stull, R. B. (1988). *An Introduction to Boundary Layer Meteorology*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers.
- Šúri, Marcel u. a. 2007. „Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries“. *Solar Energy* 81(10): 1295-1305.
- Tambke, J., & Heinemann, D. (2010). *Hugin - Modell zur Windleistungsvorhersage: ForWind - Zentrum für Windenergieforschung der Universitäten Oldenburg, Hannover und Bremen*. Zugriff Januar 2011 von ForWind - Zentrum für Windenergieforschung der Universitäten Oldenburg, Hannover und Bremen: [http://www.forwind.de/forwind/index.php?article\\_id=240&clang=0](http://www.forwind.de/forwind/index.php?article_id=240&clang=0)
- Universität Hamburg, Meteorologisches Institut. (2010). *Mesoscale Model METRAS: Meteorologisches Institut*. Zugriff Januar 2011 von Meteorologisches Institut Universität Hamburg: <http://www.mi.uni-hamburg.de/METRAS-Overv.5541.0.html>
- VDI. 2009. „VDI-Richtlinie: VDI/DIN-Handbuch Reinhaltung der Luft Band 1“. In VDI 3782 Blatt 1 Umweltmeteorologie - Atmosphärische Ausbreitungsmodelle - Gaußsches Fahnenmodell zur Bestimmung von Immissionskenngrößen, Düsseldorf: VDI-Verlag.
- Zmarsly, E., Kuttler, W., & Pethe, H. (1999). *Meteorologisch-klimatologisches Grundwissen*. Stuttgart: Ulmer.