

Normierung und Bewertung von Winddaten und Energieerträgen von Windparks

W. Winkler, M. Strack, A. Westerhellweg; DEWI



Summary

Wind data and energy yields are converted (standardised) to long-term periods by suitable methods. Long-term data suitable for the correlation of wind measurement data are data of meteorological stations and "geostrophic" wind data. Energy yields of wind turbines already installed are usually standardised in Germany by means of so-called wind indices in order to calculate the long-term average yield. The following article mainly deals with the selection of suitable long-term data and is an update and extension of [1]. The article concentrates on the wind indices used most frequently in Germany. With regard to the applicability of wind indices there are significant parallels to the global usability of long-term wind data as far as the correction and selection of the data are concerned.

1. Zusammenfassung

Winddaten und Energieerträge werden mit geeigneten Methoden auf lange Zeiträume umgerechnet (normiert). Als Langzeitdaten für den Abgleich von Windmessdaten kommen Daten meteorologischer Stationen und "geostrophische" Winddaten in Frage. Energieerträge bestehender Windenergieanlagen werden in Deutschland im Allgemeinen mit sogenannten Windindices normiert, um den langjährigen Durchschnittsertrag zu berechnen. Der folgende Artikel handelt hauptsächlich von der Auswahl geeigneter Langzeitdaten und stellt eine Aktualisierung und Erweiterung von [1] dar. Schwerpunktmäßig werden dabei die in Deutschland häufig eingesetzten Windindices behandelt. Hinsichtlich der Anwendbarkeit der Windindices ergeben sich wichtige Parallelen zu der weltweit möglichen Verwendbarkeit von Langzeitwinddaten hinsichtlich Korrektur und Auswahl der Daten.

2. Windindices für die Langzeitkorrektur

Windgeschwindigkeiten und damit die Erträge von WEA weisen ihrem zeitlichen Verlauf Schwankungen auf. Liegen Erträge über einen begrenzten Zeitraum vor, so ist deren Höhe vom langfristigen Mittel i. A. deutlich verschieden. Für Jahresenergieerträge können diese Abweichungen vom langjährigen Mittel im Extremfall durchaus 20 % und mehr betragen. Monatliche Werte streuen im ungleich größeren Maße. Ein Windindex (oder Ertragsindex) normiert diese Erträge bezogen auf einen vorher definierten Langzeit-Mittelwert und ermöglicht somit die Berechnung des Langzeit-Mittelwertes des Ertrages.

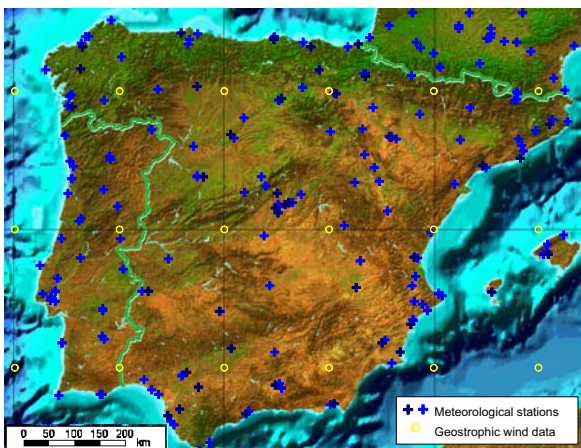


Abb. 1: Verfügbaren Langzeitdaten am Beispiel Spaniens
Fig. 1: Map of long-term measuring stations in Spain

Die so erhaltenen normierten Energieerträge werden u. a. zur Plausibilisierung von meteorologischen Eingangsdaten bei Ertragsberechnung verwendet. Dies ist insbesondere dadurch begründet, dass in Deutschland Ertragsprognosen in der Regel mit Hilfe des Europäischen Windatlasverfahrens [2] und unter Verwendung standortferner Daten meteorologischer Messstationen durchgeführt werden. Die dabei verwendeten meteorologischen Daten besitzen eine erhebliche Unsicherheit, was deren Plausibilisierung durch den Vergleich mit tatsächlichen Energieerträgen der Region erforderlich macht. Darüber hinaus werden mit Windindices normierte Energieerträge zur Betriebsüberwachung von bestehenden WEA bzw. Windparks eingesetzt. So kann erschlossen werden, wie die beobachteten WEA sich im Vergleich

zu den Windverhältnissen der Region verhalten, um so durch Störungen bedingte Mindererträge festzustellen. Außerdem wird durch Normierung der Energieerträge ein Vergleich der vor Inbetriebnahme prognostizierten mit den tatsächlich angefallenen Energieerträgen möglich (s. u.). Weiterhin werden Windindices auch für die Extrapolation gemessener monatlicher oder jährlicher Winddaten auf lange Zeiträume verwendet. Generell werden in Deutschland die Windindices der Ingenieurwerkstatt [3] für Energietechnik (IWET) als Standard angesehen und dementsprechend hier hervorgehoben behandelt. Neben den bereits erwähnten IWET-Indices (auch Keiler- / Häuserindex genannt) gibt auch das Internationale Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) Windindices [4] heraus, die häufig in der Literatur zitiert werden. Die IWET-Indices haben folgende wesentliche Eigenschaften:

- Es gibt 25 regionale Indices.
- Die Indexwerte werden aus ausgewählten Monatsmittelwerten der WEA-Erträgen einer Region ermittelt.
- Das 100%-Niveau wurde aus dem Vergleich mit benachbarten Windindices festgelegt (ursprünglich durch Vergleich mit dem dänischem Windindex der 80er Jahre) und entspricht in den meisten Regionen für der Zeitraum 1989-1999 ca. 100 %.
- Die IWET- als auch die IWR-Indices beziehen sich auf Monatsmittelwerte von Energieerträgen, lassen also keine detaillierte Analyse der Zeitreihen von Windgeschwindigkeit und Windrichtung zu. Insofern stellen Windindices eine Vereinfachung dar.

3. Windmessdaten für die Langzeitkorrektur

Außerhalb Deutschlands und Dänemarks werden für die Extrapolation von Windmessdaten auf längere Zeiträume üblicherweise Korrelationen mit anderen Langzeitwindmessdaten (z. B. von meteorologischen Stationen) durchgeführt. Sofern die Messungen am Standort ein oder mehrere Jahre durchgeführt werden und mit Winddaten von meteorologischen Stationen auf einen langen Zeitraum (10-30 Jahre) umgerechnet werden sollen, kann in guter Näherung davon ausgegangen werden, dass die Windverteilungen bereits durch die Messdaten weitgehend wiedergegeben werden. Gleichwohl sind die Windmessungen aufgrund der Schwankungen des jährlichen Windangebotes auf einen langen Zeitraum zu skalieren. Angesichts der Auflösung und Eigenheiten verfügbarer Langzeitwinddaten verbietet sich eine detaillierte Korrelation oft von selbst. Sofern die Messdaten am Standort nur für wenige Monate (oder sogar wenige Wochen) vorliegen und diese für den Zweck der Energieertragsprognose auf längere Zeiträu-

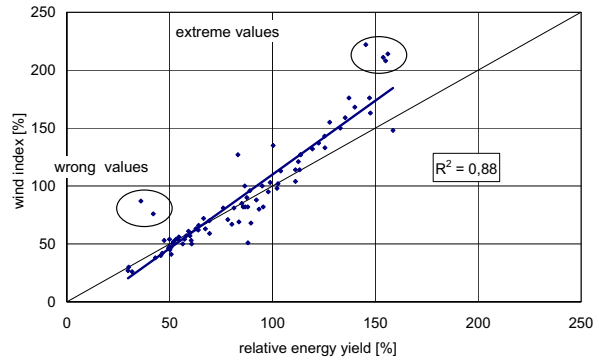


Abb. 2: Energieerträge eine WEA und Windindexwerte
 Fig. 2: Energy yield of a wind turbine and wind index values

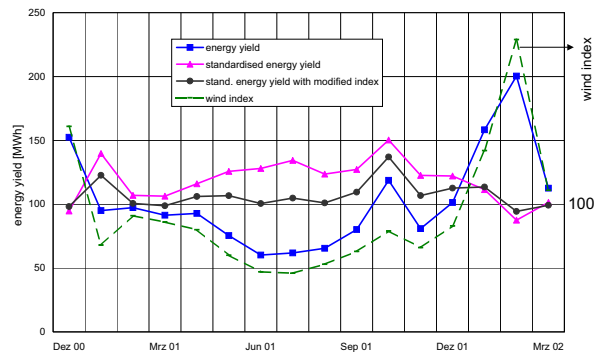


Abb. 3: Beispiel für eine Normierung von Erträgen durch den IWET-Windindex und eine verbesserte Normierung durch modifizierten IWET-Index

Fig. 3: Example of energy yields standardized by the IWET wind index and an improved standardisation by a modified IWET index

me umgerechnet werden sollen, werden hochwertige Korrelationsverfahren benötigt. Der Einsatz hochwertiger "Measure-Correlate-Predict" Verfahrens (MCP) ist insbesondere im komplexen Gelände und für die Auswertung von Messdaten von verschiedenen Höhen (z. B. SODAR-Daten) oder bei unterschiedlichen atmosphärischen Bedingungen wichtig und erfordert Erfahrung mit diesen Verfahren sowie den Möglichkeit zur Verwendung geeigneter Referenzdaten. Im Rahmen eines MCP werden die Zeitreihen von Windgeschwindigkeit und Windrichtung detailliert analysiert und aufeinander abgebildet. Das DEWI hat Verfahren entwickelt, bei denen sich selbst aus kurzen Zeitreihen aussagekräftige Ergebnisse erzeugen lassen, sofern zuverlässige Referenzdaten vorliegen ([5], [6]). Hinsichtlich der korrekten Durchführung von Langzeitkorrekturen, ist der Einsatz geeigneter Verfahren aber nicht ausreichend: Eine wesentliche weitere Aufgabe beim Langzeitabgleich mit Winddaten ist die Auswahl geeigneter Langzeitdaten, deren Kontrolle und z. T. deren Korrektur. Aus der ständigen Erfahrung mit Energieertragsprognosen und dem Abgleich mit meteorologischen Langzeitdaten folgt die Erkenntnis, dass meteorologische Langzeitdaten aus verschiedenen Gründen und oft in weit stärkeren Maße als bekannt durch Fehler und Inkonsistenzen zu Fehleinschätzungen des Windpotenzials führen. Meteorologische Daten erfüllen so gut wie nie die Anforderungen hinsichtlich der Genauigkeit, die an Windmessungen für Ertragsprognosen gestellt werden. Dennoch sind sie für die Langzeitkorrektur dann geeignet, wenn sie nach Filterung, Analyse und Vergleich mit anderen Daten als hinreichend konsistent gewertet werden können und einen deutlichen Zusammenhang zu den betrachteten Windmessungen aufweisen. Um den Zusammenhang zwischen verschiedenen Windmessungen zu belegen, ist die einfache Beachtung des Korrelationskoeffizienten (R oder R^2) aufgrund der Eigenheiten von Zeitreihen mit Winddaten nicht immer hilfreich. Auch diesbezüglich ist eine detaillierte Analyse notwendig. Das DEWI hat den Zugang zu und die Erfahrung mit vielen Datenquellen sowie die entsprechenden Tools für die Analyse und Aufbereitung der Daten entwickelt. Abb. 1 zeigt am Beispiel Spaniens verfügbare Langzeitdaten. Oft kann davon ausgegangen werden, dass die nächstgelegene Station nicht die geeignetste für die Langzeitkorrektur von Winddaten ist.

4. Langzeitkorrektur mit Windindices

Die Mittelung und Auswahl der in die IWET-Windindices eingehenden Daten sind als wesentlichen Vorteile der IWET-Windindices anzusehen. Dennoch muss ebenso wie bei der Verwendung meteorologischer Langzeitdaten, bei der Verwendung von Energieerträgen und Windindices untersucht werden, ob diese konsistent sind und einen deutlichen Zusammenhang zeigen. Abb. 2 zeigt beispielhaft den Zusammenhang von Energieerträgen und Windindices. Die Energieerträge in diesem und den folgenden Beispielen entstammen der Betreiberdatenbank [7], herausgegeben von der IWET. Insgesamt fällt anhand dieses Beispiels folgendes auf:

- Energieerträge und Windindices zeigen einen deutlichen Zusammenhang, wie sich anhand der hier linear dargestellten Trendlinie zeigt.
- Der Windindex schwankt in den Werten stärker als der Energieertrag, führt also zu einer Überkorrektur.
- Es lassen sich nicht alle Ertragsdaten auf den ersten Blick mit dem Windindex abbilden. Dies betrifft oft Fehler in den Daten oder die Extremwerte. Hier ist eine detaillierte Analyse gefordert.

Die angesprochene Überkorrektur wird anhand der Abb. 3 verständlicher. Diese Abbildung zeigt den zeitlichen Verlauf des monatlichen Ertrages und des dazugehörigen regionalen Windindices sowie den resultierenden normierten Ertrag für eine Beispiel-WEA. Die normierten Erträge dieser Beispiel-WEA schwanken erheblich um den Mittelwert; der Windindex führt hier zu einer deutlichen Überkorrektur der Erträge. So lag der tatsächliche Ertrag im sehr windstarken Februar 2002 weit oberhalb des Mittels. Da der entsprechende Wert des IWET-Index für diesen Monat aber noch höher liegt, folgt, dass der normierte Ertrag deutlich unter dem Durchschnitt läge. Das entgegengesetzte Verhalten ist im windschwachen Sommer 2001 zu beobachten. Die Tendenz zur Überkorrektur durch den IWET-Index tritt in vielen Fällen auf und ist inzwischen branchenbekannt. Generell kann die Überkorrektur aus der Tatsache resultieren, dass der IWET-Index sich an der Energieflussdichte (W/m^2) und nicht an den Erträgen selber orientiert. Auftreten und Ausmaß der Überkorrektur ist abhängig von der Region, aber auch vom individuellen Standort, dem WEA-Typ und der Nabenhöhe. In erster Näherung lässt sich ein Zusammenhang der Überkorrektur zu den Volllaststunden herstellen.

Aus der Analyse der Daten kann das Ausmaß der Überkorrektur bestimmt werden und der Windindex dementsprechend standortspezifisch modifiziert werden. Die mit einem modifizierten Windindex normierten Monatserträge sind ebenfalls in Abb. 3 dargestellt. Der modifizierte, standortspezifisch angepasste Windindex führt zu einer Verbesserung der Normierung. Diese ist aber nicht vollständig, so dass

eine Restunsicherheit hinsichtlich der Normierung besteht, auch wenn der Windindex modifiziert wird. Die Normierungsunsicherheit wird in Abb. 4 für die gleichen Ertragsdaten wie in Abb. 3 dargestellt. Sie wurde berechnet für jeweils alle möglichen, verschieden lange Zeiträume (1, 2, ..., 24 Monate) aus vorliegenden Ertragsdaten von insgesamt sechs Jahren. Erwartungsgemäß nimmt die Unsicherheit mit der Länge des betrachteten Zeitraums ab, in erster Näherung mit der Wurzel der Anzahl der betrachteten Datensätze. Zu beachten ist, dass ohne individuelle Anpassung des IWET-Index die Normierungsunsicherheit größer ist. Insbesondere gibt es hinsichtlich des Zusammenhangs zwischen Windindex und Energieertrag einzelner WEA auch saisonale Einflüsse. Sofern die Ertragsdaten nicht als vollständige Jahresdaten vorliegen, ist die Notwendigkeit besonders groß, den Windindex individuell anzupassen. Die saisonalen Einflüsse verschwinden bei Verwendung individuell angepasster Indices. Hinzuweisen ist darauf, dass es natürlich auch zu Überschreitungen der Standardabweichung kommen kann. Die Abweichungen werden bei extremen Windindexwerten maximal. Dies gilt z. B. für den in Abb. 3 dargestellten Zeitraum.

5. Durchführung der Langzeitkorrektur bei Langzeitwinddaten

Die Langzeitkorrektur erfolgt oft anhand der Mittelwerte von Lang- und Kurzzeitraum, d.h. es wird ein linearer Zusammenhang (ohne Offset) zwischen den Daten vorausgesetzt. Sofern diese Vorbedingung nicht erfüllt sind, verwenden wir aufwendigere Verfahren (z.B. MCP). Hinzuweisen ist auch darauf, dass Korrelationen eine erhebliche saisonale Abhängigkeit aufweisen können (siehe z. B. [5]). Abb. 5 zeigt beispielhaft den relativen Verlauf der Windgeschwindigkeiten einer Standortmessung im Vergleich mit meteorologischen Stationen. Der zeitliche Verlauf der Daten beider Langzeitstationen ist in diesem Fall plausibel. Der Langzeitabgleich mit Station 2 führte aber zu einem ca. 4 % größeren langjährigen Mittel der Windgeschwindigkeiten als Station 1. Die Korrelation der Monatsmittelwerte ist für beide Stationen mit einem R^2 von ca. 90 % sehr hoch. Dennoch zeigt sich bei Station 2 bei Betrachtung einer höher auflösenden Zeitreihe für den Dezember 2002 und einige folgende Monate, dass sich bedingt durch Datenausfälle hier zu niedrige Durchschnittswindgeschwindigkeiten ergeben, was die Differenz weitgehend erklärt. Die Station 2 liegt sehr nahe am betrachteten Standort. Ohne Vergleich mit einer weiteren Station wären die Daten trotz der Datenausfälle eventuell verwendet worden. Dieses Beispiel zeigt eindringlich die Notwendigkeit, Daten die zur Langzeitkorrektur verwendet werden, detailliert und vergleichend zu analysieren und zu bewerten, ansonsten können sich drastische Abweichungen zu einem realistischen Ertragsniveau ergeben. Die Differenz läge in diesem Beispiel, obwohl am Standort eine gute zweijährige Windmessung durchgeführt wurde, bei ca. 6 % des Energieertrages.

Sofern eine Windmessung räumlich zwischen zwei meteorologischen Stationen angeordnet ist, ist erklärbar und z. T. tatsächlich auch zu beobachten, dass diese Windmessung mit aus den beiden Stationen gemittelten Daten am besten korreliert. Eine Mittelung von Langzeitdaten hat übrigens auch den Vorteil, dass sich nicht erkannte Inkonsistenzen im Langzeitverlauf weniger auswirken; dies gilt aber nicht generell.

6. Festlegung des langjährigen 100%-Niveaus

Während der statistische Zusammenhang zwischen zwei Messungen noch vergleichsweise einfach bestimmt werden kann, ist die Festlegung, welches Windangebot im langjährigen Mittel tatsächlich zutrifft, deutlich schwieriger. Meteorologen gehen i. A. bei dreißigjährigen Klimazeitreihen vom langjährigen Mittel aus. Zumindest hin-

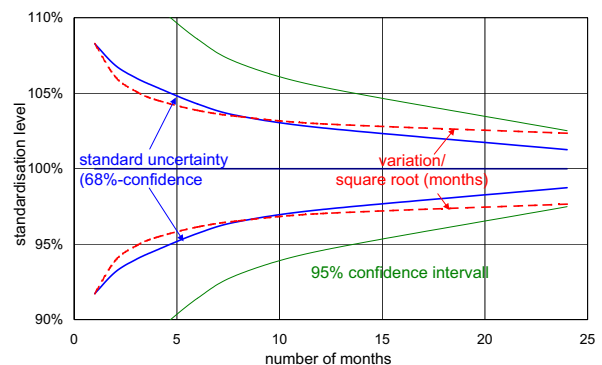


Abb. 4: Unsicherheit der modifizierten Normierung in Abhängigkeit des Zeitraums, für den Ertragsdaten zur Verfügung stehen.

Fig. 4: *Uncertainty of the modified standardisation as a function of the period for which yield data are available.*

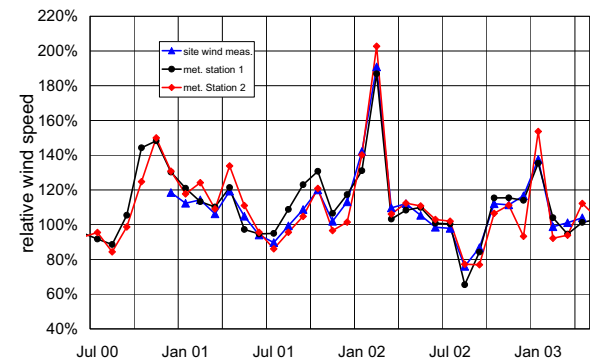


Abb. 5: Relative Windgeschwindigkeiten einer Standortmessung im Vergleich mit meteorologischen Stationen
Fig. 5 *Relative wind speeds of a site measurement in comparison with meteorological stations*

sichtlich von Windmessungen gibt es erfahrungsgemäß nahezu keine vollständig konsistente dreißig-jährige Zeitreihen. Im Zweifelsfall sind kürzere Zeiträume eher geeignet, wenn sich bei den Langzeitdaten Inkonsistenzen ergeben.

Um herauszufinden, ob das gewählte 100%-Niveau der IWET-Windindices zutreffend ist, wurden verschiedene Untersuchungen durchgeführt:

- Vergleich mit einem "geostrophischen" Windindex,
- Vergleich der Windindexwerte in Nordwestdeutschland mit langjährigen Zeitreihen der Windbedingungen des Deutschen Wetterdienstes und
- Vergleich einiger Indices untereinander.

6.1 Erstellung eines "geostrophischen" Windindexes

Die hier als "geostrophische" Winddaten bezeichneten Werte entstammen den Reanalyse-Daten von NCEP/NCAR [8]. Kurz gefasst sind diese Ergebnisse eines globalen Klimarechenmodells, in welches eine große Zahl an gefilterten und umgerechneten Daten eingegangen sind. Die Reanalyse-Daten umfassen verschiedene Parameter und werden weltweit in einem Gitter von 2,5° geographischer Länge und Breite sowie für verschiedene Höhen (angegeben als Druckniveaus) berechnet.

Das DEWI verwendet Höhenwinddaten, da diese in der Regel als unabhängig von lokalen Einflüssen und somit als repräsentativ für eine größere Gebiete angesehen werden können. Aufgrund der großen Höhe werden diese Daten hier als "geostrophische" Winddaten bezeichnet. Erwartungs- und erfahrungsgemäß sind diese "geostrophischen" Winddaten in vielen Gegenden der Erde sehr konsistent und somit - nicht nur in Deutschland - gut für einen Langzeitvergleich geeignet. Diese Aussage gilt u.a. dann nicht, wenn lokale, z. B. thermische, Effekte einen deutlichen Einfluss auf die Windbedingungen in Bodennähe haben. Als Datenbasis wurde der Zeitraum seit 01/1982 genutzt. Als 100%-Niveau wurde das langjährige Mittel dieser 20 Jahre festgelegt. Es wurden Daten mit 12-stündiger Auflösung (1h und 13h, MET) umgerechnet zu Monatsmittelwerten verwendet. Deutschland wird durch 17 Gitterpunkte abdeckt, (Abb. 6). Um die Monatsmittel der Windgeschwindigkeiten auf die Erträge von WEA abzubilden, werden geeignete Relationen ermittelt. Dies ermöglicht erfahrungsgemäß, einen realistischen Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeiten und WEA-Erträgen zu bilden. Abb. 7 zeigt den relativen Verlauf des Ertrages einer WEA in Rheinland-Pfalz und den des berechneten geostrophischen Windindices. Es lässt sich eine gute Übereinstimmung der Werte erkennen. In der Regel korrelieren die geostrophischen Windindices aber etwas schlechter mit den Ertragsdaten von WEA als die IWET-Windindices und werden deshalb vom DEWI nicht als vollständiger Ersatz für die IWET-Indices verwendet. Die geostrophischen Windindices liefern trotz der niedrigeren Korrelation zusätzliche Informationen, da das langfristige Windpotential mit einer zusätzlichen, von den Eigenarten der WEA-Ertragsdaten unabhängigen Datenquelle nachvollzogen werden kann. Eine individuelle Anpassung der geostrophischen Indices an die jeweiligen WEA-Standorte verbessert die Korrelation außerdem. Somit ist es für viele Orte weltweit möglich, windparkspezifische Ertragsindices zu bestimmen. Die vom IWR [4] herausgegeben Windindices wurden im übrigen aus einem rein linearen Zusammenhang dreißig-jähriger geostrophischer Winddaten mit jeweils einer WEA berechnet. Da es auch regional gesehen nur zwei Indices für Deutschland gibt, weisen die einen niedrigen Zusammenhang zu den Erträgen der WEA auf und können deshalb nur grobe Anhaltspunkte hinsichtlich des langfristigen WEA-Ertrages liefern. Aufgrund der relativ langen, mutmaßlich konsistenten Datenbasis ist der geostrophische Windindex insbesondere hinsichtlich des

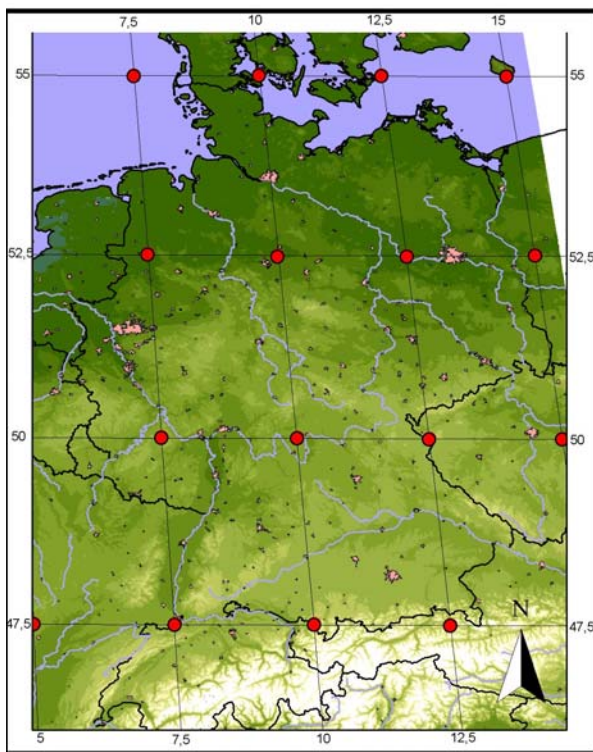


Abb. 6: Gitterpunkte für den geostrophischen Windindex in Deutschland
 Fig. 6: Grid points for the geostrophic wind index in Germany

100%-Niveaus interessant. Eine summarische Auswertung liefert folgende Erkenntnisse:

- Das durchschnittliche Niveau der Indices der 90er Jahre liegt für die geostrophischen Daten bei 102 % und bei den IWET-Indices bei 100 %.
- Unter der Voraussetzung, dass die geostrophischen Indices in der Summe zutreffend sind, würden die IWET-Indices zu einer leichten Überschätzung des Windangebotes führen.
- Die 10-Jahres-Durchschnittswerte der 25 IWET-Indices streuen dabei im Bereich von 97%-105%. Demgegenüber streuen die geostrophischen Windindices in Deutschland nur im Bereich von $\pm 1\%$.
- Ein Vergleich zeigt: Die Windbedingungen waren im Zeitraum 1990-1994 bessere als 1995-1999. Der Unterschied der Indexwerte der ersten Hälfte der 90er Jahre im Vergleich mit der zweiten Hälfte der 90er Jahre betrug für die geostrophischen Winddaten 0%-10%, (Durchschnitt: 7 %); laut den IWET-Windindices 6%-33% (Durchschnitt: 15%).

Diese Unterschiede zwischen den verschiedenen Datenquellen sind zum Teil bedingt durch die oben beschriebene Überkorrektur der Windindices, lassen also nicht eindeutig auf ein Nicht-Zutreffen des langjährigen Windangebotes schließen.

6.2 Vergleich der IWET-Indices im Bereich der Deutschen Bucht mit meteorologischen Daten

Im Rahmen des BMU-F&E Vorhabens 9946101 wurden z. T. mehr als 60-jährige Langzeitdaten des DWD im Bereich der Deutschen Bucht für Forschungszwecke ausgewertet [9]. Wesentliche Fragestellung war dabei, inwieweit die IWET-Indices zur Vorhersage des Langfristpotentials für Off-shore-Zwecke geeignet sind. Abb. 8 zeigt die Lage der Stationen. Die Zeitreihen der Daten reichten zum Teil bis in die 30er Jahre und sind somit potentiell gut geeignet, um die Frage zu beantworten, wie sich das Langzeitniveau des Windpotentials verhält. Erwartungsgemäß weisen die Daten allerdings zum Teil erhebliche Lücken, Wechsel in der Beobachtungshäufigkeit, Inkonsistenzen und unplausible Werte auf. Eine vollständige Dokumentation über die verwendete Messtechnik, deren Wechsel und Veränderungen in der direkten Umgebung der Messstationen war nicht erhältlich. Um dennoch sinnvolle Ergebnisse aus den Daten zu erhalten, wurden mutmaßlich inkonsistente, fehlerhafte oder mit vielen Fehldatensätzen belastete Datensätze bzw. Zeiträume ausgefiltert. Nach der Filterung konnten nur noch die Datensätze von fünf Stationen verwendet werden, in denen auch die 90er Jahre enthalten waren. Um die meteorologischen Daten mit Erträgen vergleichbar zu machen, wurden die Windgeschwindigkeiten wiederum mit geeigneten Methoden auf die Erträge abgebildet. Demnach liegt das durchschnittliche Niveau der Indices der 90er Jahre

- für die als konsistent erachteten meteorologischen Daten bei 100 % - 102 %,
- für die der geostrophischen Daten der Region Nordseeküste bei 101 % - 102 % und
- für die IWET-Indices bei 100 %. Daraus ergibt sich für diese Region also wiederum eine leichte generelle Überschätzung des Windangebotes durch die IWET-Indices.
- Auch für diese Gegend gilt, dass in der ersten Hälfte der 90er Jahre bessere Windbedingungen herrschten als in der zweiten Hälfte. In Indexwerten bedeutet dies entsprechend der meteorologischen Daten einen Unterschied von 5 % - 10 %, entsprechend der geostrophischen Winddaten 7%, und laut der IWET-Windindices 9%-19% (Durchschnitt 14%).

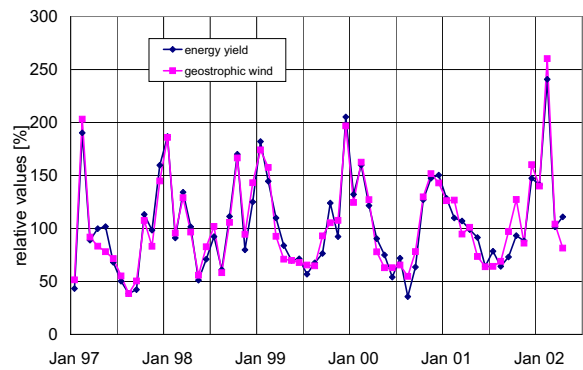


Abb. 7: Verlauf eines geostrophischen Windindex im Vergleich mit einer WEA der Region

Fig. 7: Sequence of a geostrophic wind index in comparison with the energy yield of a wind turbine in the same region

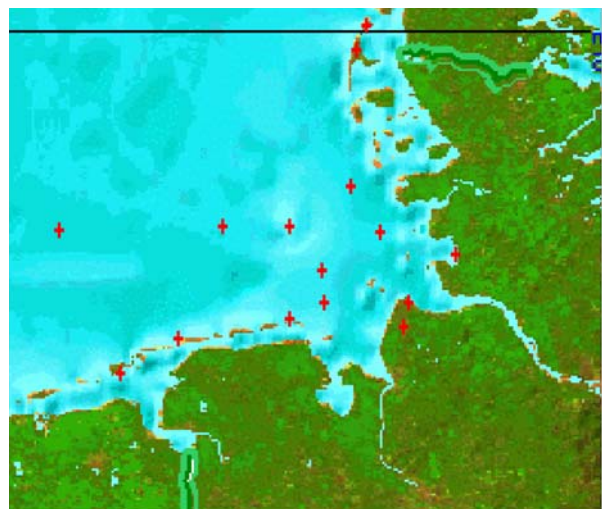


Abb. 8: Ausgewertete, meteorologische Daten im Bereich der Deutschen Bucht

Fig. 8: Evaluation of meteorological data from the area of the German Bight

In weiteren Untersuchungen wurden verschiedene Daten für den Zeitraum 1989-2002 ausgewertet und mit dem IWET-Index der Küstenregion von Friesland / Ostfriesland verglichen. Abb. 9 zeigt den entsprechenden Original-Windindex, einen individuell angepassten und auf den Zeitraum 1989-2002 normierten Index ("scaled"), sowie die Daten einer meteorologischen Station, eines geostrophischen Gitterpunktes und die Daten der Messung auf dem DEWI-Testfeld in Wilhelmshaven (letztere z. T. korreliert mit einer weiteren hochwertigen Windmessung). Weitere Daten wurden auch betrachtet, sind hier aber nicht dargestellt. Folgende Schlussfolgerungen ergeben sich:

- Der Original-Windindex zeigt für die letzten, windschwachen Jahre bedingt durch die Überkorrektur deutlich zu niedrige Werte, für das sehr windschwache Jahr 2001 kann von einem Unterschied von 6 %-7 % ausgegangen werden. Für in den letzten Jahren errichtete WEA führt die einfache Anwendung des IWET-Index zu einer deutlichen Überschätzung des langjährigen Windpotentials.
- Die betrachteten normierten Erträge verschiedener WEA mit langjährigen Winddaten streuen unabhängig von dem betrachteten Normierungsindex (abgesehen vom nicht-angepassten IWET-Windindex) nur um 1 %.
- Für den gesamten Zeitraum 1989-2002 liegt der unkorrigierte IWET-Index um ca. 2 % niedriger als alle anderen betrachteten Daten.
- Für Messreihen, die über einen längeren Zeitraum erhältlich sind, ergibt der Zeitraum 1982-2002 und für eine Messreihe seit 1970 das gleiche Niveau wie der Zeitraum 1989-2002.

Der Durchschnitt des Windpotenzials im Zeitraum 1989-2002 kann also als Langjahresdurchschnitt aufgefasst werden. Der IWET-Index hat demzufolge für diese Region um 2 % zu niedrige Windindexwerte bzw. führt zu einer Überschätzung des Windpotenzials um 2 %.

6.3 Vergleich verschiedener Windindices

Für die oben betrachtete Windindex-Region liegen seit 1989 relativ viele Ertragsdaten vor; in anderen Regionen ist dies nicht der Fall. Die daraus erwachsende Problematik wird anhand der Daten in Abb. 10 deutlich. Es handelt sich hier um die Jahresdurchschnittswerte der skalierten und auf 1989-2002 normierten Windindices zweier benachbarter Windindex-Regionen im Bereich südliches Brandenburg, Thüringen und Sachsen, jeweils angepasst an die selben WEA. Die Untersuchung zeigt folgendes:

- Seit einigen Jahren wäre das relative Windangebot der Region 17 um bis zu zehn Prozent schlechter als in der Region 20.
- Die Korrelation der Daten würde dafür sprechen, dass die Normierung mit den WEA-Daten mit beiden Indices möglich wäre. Für die betrachteten WEA (mit ca. drei Jahren Ertragsdaten) führte der Unterschied der Indices jedoch zu einem Unterschied im Energieertrag von ca. 5 %. Bei Betrachtung einzelner Jahre wäre der Unterschied größer.
- In der Region 17 existieren die ersten WEA, die zum Index beitragen, seit 1994; in der Region 20 seit 1992. Die Index-Werte davor wurden durch Vergleich mit anderen Indices erzeugt.
- Die durch Vergleich mit anderen Regionen erzeugten Indexwerte sind unsicher. Deren Verwendung führt im vorliegenden Fall offensichtlich zu Artefakten. So ist z. B. die hohe Abweichung des Index der Region 17 (als es hier keine WEA gab) im Jahr 1993 von der Region 20 für die hier gezeigten Betrachtungen unplausibel.
- In vielen anderen Fällen ergibt sich durch eine individuelle Anpassung der Indices an die WEA-Daten eine Verringerung der Unterschiede der mit zwei unterschiedlichen Windindices normierten Erträge.

Im Gegensatz dazu wäre in diesem Fall der Unterschied sogar noch etwas größer, was offensichtlich durch die Index-Werte vor 1993 verursacht wird. Bei Normierung auf den Zeitraum 1995-2002 (8 Jahre), in denen in beiden Regionen genug WEA vorhanden sind, verringert sich die Differenz der normierten Energieerträge auf realistische 2 %.

Generell sind also die längsten möglichen Zeiträume der Indexwerte (z.B. 1989-2002) nicht immer die geeignetsten Werte zur Normierung. Ebenso wie bei meteorologischen Langzeitdaten, muss ein als konsistent bewerteter Zeitraum für die Langzeitkorrektur verwendet werden. Das DEWI normiert die Ergebnisse von Ertragsprognosen generell auf den längsten, in einer detaillierteren Analyse als konsistent bewerteten Zeitraum der Referenzdaten. In diese Analyse gehen die Referenzdaten selber sowie Erkenntnisse aus weiteren vorliegenden Daten ein. Im Fall der Windindices führt dies regelmäßig zu einer neuen Normierung der Windindexwerte. Weiterhin ist zu beachten, dass die IWET-Windindices an sich automatisch inkonsistent sind, da immer andere, in der Regel größere, höhere und effizientere WEA in die Berechnung der Indices eingehen. Diese verhalten sich in Hinblick auf die benannte

"Überkorrektur" anders als früher installierte WEA. Außerdem gibt es die Tendenz, die WEA zunehmend an Standorten mit geringerem Windpotential zu installieren. In der Nähe bereits bestehenden WEA werden nach und nach häufig weitere WEA installiert, die den Parkwirkungsgrad ersterer reduzieren und somit insgesamt auch die Werte daraus berechneten Windindices. Ob sich diese Faktoren im relevanten Ausmaß auswirken, kann nur durch den Vergleich mit vom Windindex unabhängigen Daten geklärt werden.

7. Unsicherheiten der Langzeitkorrektur

Trotz aller Sorgfalt ist die Langzeitkorrektur von Wind- und Ertragsdaten nie perfekt. Die Unsicherheit der Langzeitkorrektur setzt sich aus folgenden Komponenten zusammen:

1. die statistische Unsicherheit der Korrelation, ausgedrückt durch die nicht-vollständige Abbildung der Daten aufeinander
2. die Unsicherheit des angewandten Korrektur- oder Korrelationsverfahrens (u. U. kann angenommen werden, dass sich dies mit (1) überschneidet)
3. die Unsicherheit, ob der betrachtete langjährige Zeitraum der Wind- oder Ertragsdaten frei von Inkonsistenzen und Fehlern ist
4. die Variation des betrachteten mehrjährigen Langzeitmittels gegenüber einem sehr langen (z.B. 30-jährigen) Durchschnittswert.
5. Zusätzlich und unabhängig von (4) die Unsicherheit, ob das künftige Windpotential (z. B. die nächsten zehn oder zwanzig Jahre) dem betrachteten Zeitraum der Vergangenheit entspricht.

Punkt (1), (4) und (5) lassen sich mit statistischen Methoden aus den betrachteten Langzeitdaten selber, hilfsweise aus Erfahrungswerten bestimmen. So streuen jährlich Winddaten oft in einem Bereich von 5 %-7 % der Windgeschwindigkeit; dies gilt für viele weltweit ausgewerteten Daten. Bei stark lokaler Beeinflussung des Windpotentials können sich aber auch andere Streuungen ergeben. Entsprechend der Dauer der betrachteten Zeiträume verringert sich die Unsicherheit. Hinsichtlich Punkt (2) und (3) lassen sich kaum allgemein gültige Berechnungsmethoden angeben, vernachlässigt sollten sie aber nicht werden und zumindest abgeschätzt werden. Eine realistische Analyse der Unsicherheiten der Langzeitkorrektur stellt die Voraussetzung dafür dar, diese durch geeignete Maßnahmen (z. B. die Betrachtung weiterer Langzeitdaten oder aufwendiger Korrelationsverfahren) zu reduzieren. Auch die oben beschriebenen und vom DEWI regelmäßig durchgeführten Analysen reduzieren das Risiko, nicht-konsistente Daten für die Langzeitkorrektur zu verwenden.

8. Fazit und Ausblick

Sowohl bei dem Einsatz von Windindices und Ertragsdaten von WEA als auch bei der Verwendung meteorologischer Langzeitdaten ist eine sorgfältige Qualitätsprüfung, Auswahl und Anpassung der Daten erforderlich, um Fehlinterpretationen zu vermeiden. Dennoch beinhaltet jeder Abgleich von Langzeitdaten systembedingt Unsicherheiten, deren man sich bewusst sein sollte. Dabei ist auf einen hinreichenden Zusammenhang der Langzeitdaten mit den betrachteten Standortdaten zu achten und die Konsistenz der Langzeitdaten zu plausibilisieren. Die tägliche Arbeit zeigt, dass die Betreiberdatenbank und die Windindices für Ertragsprognosen extrem wichtig und hilfreich sind. Dies zeigt sich gerade auch im Vergleich mit anderen Ländern, wo nur auf meteorologische Daten als Referenz zugegriffen werden kann. Dennoch müssen die verwendeten Indices und die Betriebsdaten vor der Anwendung auf jeden Fall im Detail untersucht werden sowie die Angaben der IWET zu den Indices beachtet werden. Die Normierung durch die IWET-Windindices kann oft verbessert werden durch individuel-

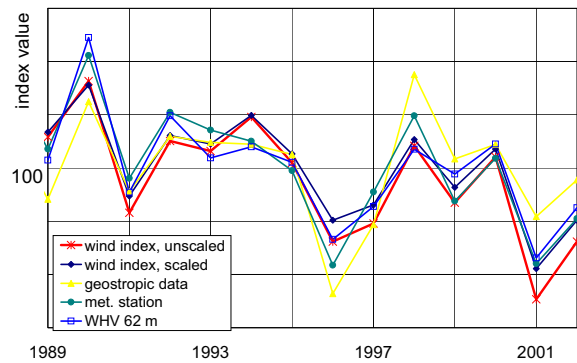


Abb. 9: Relativer Verlauf verschiedener Indices im Vergleich mit dem IWET-Index von Friesland / Ostfriesland

Fig. 9: Relative courses of several indices in comparison with the IWET-Index of Friesland / Ostfriesland

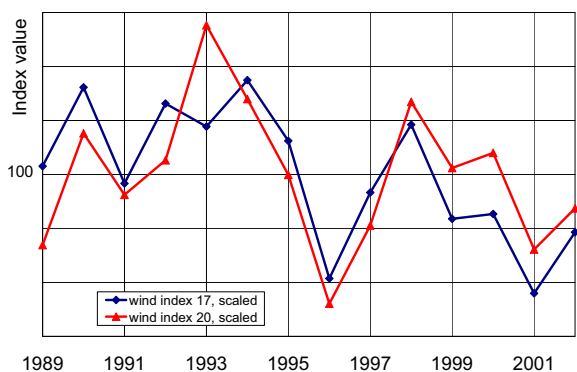


Abb. 10: Vergleich der Windindex-Werte zweier benachbarter Regionen

Fig. 10: Comparison of wind index values of two neighbouring regions

le Modifikation der Indices. Für deren Verwendung sollten die Indices auf einen möglichst langen, aber konsistenten Zeitraum normiert werden, ggf unter Berücksichtigung weiterer Daten. Eine unkritische und oberflächliche Anwendung meteorologischer Daten oder der IWET-Windindices kann leicht zu einer Fehleinschätzung hinsichtlich des langfristigen Energieertrags im zweistelligen Prozentbereich führen. Aufgrund der generellen Verwendung der Windindices in Deutschland stellen sich eventuelle Fehler als besonders tückisch dar: Wenn sowohl bei der Erstellung einer Prognose als auch bei der Kontrolle der Betriebsergebnisse der gleiche Windindex zugrundegelegt wird, bleiben etwaige Fehler in der Normierung des Windindexes unter Umständen über Jahre hinweg verborgen, während der Betreiber auf die sprichwörtlichen sieben fetten Jahre wartet. Die Fehler werden erst aufgedeckt, wenn es zu spät ist. Unsicherheiten hinsichtlich der Windindices können insbesondere dann verringert werden, wenn davon unabhängige Datenquellen und Berechnungsverfahren (MCP) verwendet werden. So können Indices aus "geostrophischen" Winddaten oder den Ertragsdaten benachbarter WEA errechnet werden oder langjährige Windmessungen herangezogen werden. Die Berechnung des langfristigen, zu erwartenden Energieertrages eines Windparks und von verlässlichen windparkspezifischen Ertragsindices ist wichtig und durch geeignete Daten und bei entsprechendem Know-how im Rahmen gewisser Toleranzen möglich. Darauf aufbauend ergeben sich Perspektiven, um sich gegen die Windschwankungen abzusichern. Die Verwendung von höher auflösenden Daten als Monatswerten ermöglicht eine genauere Beachtung individueller Gegebenheiten und erhöht die Genauigkeit. Hinsichtlich der Energieerträge der Windparks ist dies insbesondere dann wichtig, wenn die Ursachen von Mindererträgen von Windparks bestimmt werden sollen.

9. Literatur

- [1] Wolfgang Winkler; Martin Strack; Annette Westerhellweg: Zuverlässige Methoden zur Normierung und Bewertung von Energieerträgen von Windparks, Tagungsband der DEWEK, Wilhelmshaven, 2002.
- [2] I. Troen, E.L. Petersen, European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Denmark, 1989.
- [3] Häuser, Keiler: Windindices für Deutschland, Ingenieur-Werkstatt Energietechnik, Rade.
- [4] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR); IWR-Windertragsindex Küstengebiet, Westdeutsches Binnenland, Münster.
- [5] V. Riedel, M. Strack, H.P. Wald: Robust Approximation of functional Relationships between Meteorological Data: Alternative Measure-Correlate-Predict Algorithms. Proceedings EWEC 2001, Copenhagen.
- [6] H. Mellingshoff, M. Strack: Betriebserfahrungen und Datenauswertung bei Sodar Messungen, Tagungsband der DEWEK, Wilhelmshaven, 2002.
- [7] Häuser; Keiler: WEA-Betreiberdatenbasis, elektronisch vom Herausgeber. Veröffentlicht in: Monatsinfo, Keiler-Häuser, Ingenieur-Werkstatt Energietechnik, 24594 Rade.
- [8] E. Kalnay, et. al.: The NCEP/NCAR 40-Year Reanalysis Project, NCAR/NCEP, zugänglich unter wesley.web.noaa.gov/reanalysis.html.
- [9] DEWI; Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz -Teil 2; BMU-F&E Vorhaben 9946101, Wilhelmshaven, 2002.

| Inserentenliste | | | |
|--|----|----------------------------------|----|
| Adolf Thies, Göttingen | 71 | HusumWind, Husum | 57 |
| Alstom, Bremen | U2 | NEG Micon Deutschland, Osterfeld | U3 |
| Ammonit, Berlin | 75 | New Energy, BWE, Osnabrück | 42 |
| AN Windenergie, Bremen | 22 | Nordex, Norderstedt | 11 |
| BWE, Osnabrück | 49 | Plambeck Neue Energie, Cuxhaven | 5 |
| DEWI, Wilhelmshaven | 4 | Projekt Ökoveat, Oldenburg | 65 |
| DeWind GmbH, Lübeck | 31 | SunMedia, Hannover | 52 |
| GE Wind Energy, Salzbergen | 17 | TÜV Nord, Hamburg | 39 |
| Germanischer Lloyd, Hamburg | 37 | TÜV Süddeutschland, München | 10 |
| Guttenberger, Velburg | 29 | Vestas Deutschland, Husum | U4 |
| GWU-Umwelttechnik, Erfstadt | 23 | Wilmers Meßtechnik, Hamburg | 35 |
| Hamburg Messe und Congress, Hamburg | 27 | Windwärts Energie, Hannover | 77 |
| Hottinger Baldwin Messtechnik, Darmstadt | 43 | | |