



Typische Extreme

Ertragsgutachten orientieren sich an Mittleren Windjahren. Investoren aber sollten auf mehr als nur das Mittelmaß bauen.

Ein Typisches Meteorologisches Jahr ist eine Zusammenstellung von Wetterdaten für einen spezifischen Ort, die aus einem sehr langen Zeitraum stammen. Die Auswahl erfolgt in einer Weise, dass die gesamte Bandbreite der für den Ort repräsentativen Wetterlagen abgebildet wird. Dabei sollen die Jahresmittelwerte und die Varianz verschiedener atmosphärischer Variablen konsistent bleiben mit den Mittelwerten einer sehr langen Zeitperiode.

Eine bloße Mittelung zum Beispiel aller zur gleichen Jahresstunde erfassten Werte einer Variablen aus einem langen mehrjährigen Datenzeitraum würde ein mittleres Jahr ergeben. Dabei würden je-

doch Maximal- und Minimalwerte untergehen und die Variabilität würde verloren gehen. Dies würde besonders beim Übertragen der Windgeschwindigkeit in elektrischen Ertrag wegen des nicht-linearen Zusammenhangs zu einer Fehlschätzung führen. Ein Mittleres Windjahr ist für die Windenergie wenig aussagekräftig. Ein Typisches Windjahr muss dagegen Extreme und typische monatliche Eigenarten an einem Windstandort abbilden.

In der Solarbranche ist das Typische Meteorologische Jahr ein bekannter Begriff, der sich allerdings nur auf die Einstrahlung bezieht. Das wesentliche Kriterium ist hier also die Konsistenz der mittleren Einstrahlung. Wie aber steht es hier mit dem Wind?



Foto: Paul-Lungrock.de

Alle Wetter: Die Inspektion benachbarter Vergleichsturbinen – hier gespiegelt im Autodach – gehört zu guten Ertragsgutachten neuer Projekte. Um zu wissen, wie geplante Turbinen wirklich reagieren, könnten Gewitterneigung und Windrichtungen noch näher unter die Lupe genommen werden.

Der mittlere langjährig zu erwartende Ertrag einer Windkraftanlage ist die für eine Investitionsentscheidung bedeutende Größe, die mit möglichst hoher Genauigkeit bekannt sein sollte. Um die Kriterien einer möglichst hohen Genauigkeit und einer langjährigen Konsistenz in Einklang zu bringen, wird häufig eine standortbezogene kurzzeitige Windmessung (hohe Genauigkeit) mit einer langjährigen, allenfalls regional repräsentativen Zeitreihe der Windgeschwindigkeit kombiniert.

Diese langjährigen Daten mit einem atmosphärischen Strömungsmodell auf die lokale und standortbezogene Ebene zu skalieren und mit hoher räumlicher Auflösung bereitzustellen, erfor-

Es können für jeden Standort vier Typische Windjahre gebildet werden.

dert erheblichen Rechenaufwand. Dieser Aufwand kann drastisch reduziert werden, wenn die Simulation nicht für einen 20-jährigen Zeitraum, sondern nur mehr für ein Typisches Windjahr durchgeführt wird. Aus den für einen Langzeitbezug häufig verwendeten Reanalysedaten kann so mit überschaubarem Aufwand ein standortspezifischer Langzeitdatensatz erzeugt werden.

Bauplan für das Typische Windjahr

Für die Ableitung eines Typischen Windjahrs unterscheiden wir nun zwischen dem Daten- und dem Referenzzeitraum. Aus den Daten des Datenzeitraums wird das Typische Windjahr zusammengesetzt. Der jeweilige Mittelwert der für den Windparkertrag wichtigen Variablen soll in den einzelnen Monaten dieses Typischen Windjahrs den monatlichen Mittelwerten des Referenzzeitraums entsprechen.

Als Basis für die folgenden Untersuchungen dient der Anemos-Windatlas für Europa, der für den Datenzeitraum 1990 bis 2012 vorliegt. Durch Kombination mit der Leistungskennlinie einer Drei-Megawatt-Windkraftanlage wird für den Datenzeitraum auch ein Ertragsatlas berechnet. Prinzipiell würde man für den Datenzeitraum einen möglichst langen Zeitraum wählen, für den konsistente Winddaten vorliegen.

Als Referenzzeitraum wählen wir die 20-jährige Phase 1993 bis 2012.

Ermittelt wird das Typische Windjahr so: Für jeden der zwölf Kalendermonate im Jahr werden aus dem Datenzeitraum die fünf Monate ausgewählt, die dem jeweils mittleren Monat des Referenzzeitraums in Bezug auf vier hier gewählte Kriterien am nächsten kommen. Dies wird für die Variablen Turbinenertrag, Windgeschwindigkeit, Leistung und Windgeschwindigkeit kombiniert sowie Windrichtung durchgeführt. Vorgegangen wird dabei nach der Methode von Finkelstein und Schafer (1971)¹⁾.

Hierbei wird die kumulierte Häufigkeitsverteilung eines Monats – zum Beispiel im Januar – für das jeweilige Kriterium verglichen mit der kumulierten Häufigkeitsverteilung aller entsprechenden Januare im Referenzzeitraum. Mathematisch betrachtet bildet die absolute Differenz der beiden Häufigkeitsverteilungen das Gütemaß der Übereinstimmung zwischen dem ausgewählten Januar und den Januaren des Referenzzeitraums. Die Finkelstein-Schafer-Differenzen der einzelnen Kriterien lassen sich kombinieren. Dieses Verfahren kann nicht für die Windrichtung angewendet werden, da diese sich nicht für die Ableitung einer kumulierten Häufigkeitsverteilung eignet: Bei einem großen numerischen Sprung von 360 auf 0 Grad existiert naturgemäß ein minimaler Unterschied. Deshalb wird für die Windrichtung jeweils aus den fünf besten Monaten der anderen Kriterien der Monat gewählt,

Ist ein Typisches Windjahr realer? Windparkprojektierer setzen auf Ertragsgutachten, die sich an Mittleren Windjahren großer Referenzzeiträume orientieren. Das unterschlägt standorttypische Wetterereignisse und deren genaue Bedeutung für ein Projekt. Wollen die Kunden, hier Enertrag-Vorstandssprecher Stefan Brune, es künftig genauer wissen?



Foto: Enertrag

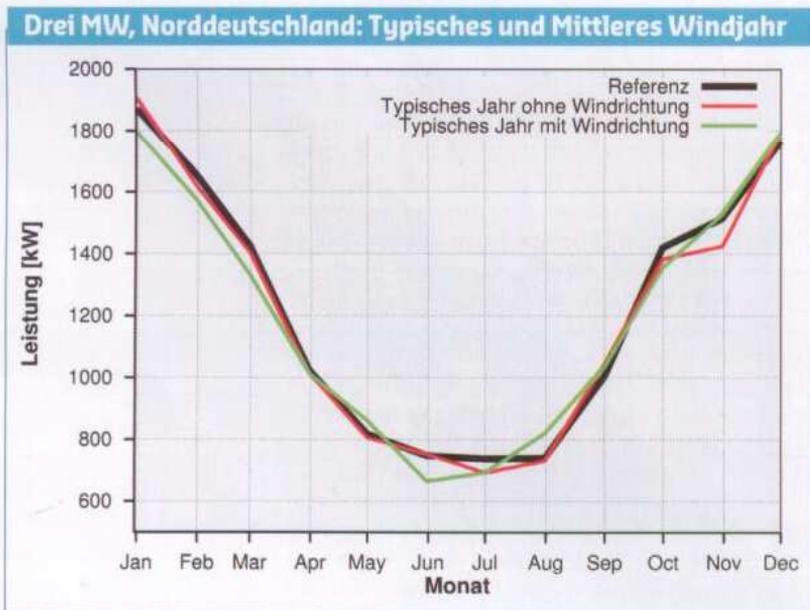
dessen Windrose die geringste Abweichung von der Windrose des Referenzzeitraums hat.

Es können nun also für jeden Standort vier Typische Jahre gebildet werden (Tabelle). Bei den Kriterien Wind und Leistung erweisen sich oft dieselben Monate als die besten, da Wind und Leistung stark korrelieren. Mit der Windrichtungsverteilung als zusätzliches Kriterium ergibt sich aber eine sehr verschiedene Auswahl.

Bei großen Windparks mit hoher Abschattung ist eine gute Windrichtungsverteilung gewünscht.

Für jedes Kriterium allein oder jede ihrer Kombinationen werden die Abweichungen zum bloßen Mittel des Referenzzeitraums unterschiedlich ausfallen. Die Grafik auf dieser Seite zeigt beispielsweise die Abweichungen beim Typischen Windjahr mit den gleich gewichteten Kriterien Windgeschwindigkeit und Leistung. Hier zeigen sich mit bis zu sechs Prozent die größten Abweichungen des Typischen Windjahrs bezogen auf die Monatsreferenzleistung im Juli und November. Das Typische Jahr weicht aber sogar um bis zu 11 Prozent vom Mittelwert des Referenzzeitraums ab, wenn zusätzlich eine möglichst gute Übereinstimmung in der Windrichtungsverteilung gefordert wird.

Die Auswahl der Kriterien sollte der jeweiligen Zielvorstellung folgen: Es macht keinen Sinn, dass etwa bei einer Einzelanlage ein relativ schlechter Wind- oder Leistungsmonat gewählt wird, nur um auch die Windrichtungsverteilung einigermaßen gut zu treffen. Bei einem großen Windpark hingegen mit relativ hohen Abschattungsverlusten wird eine möglichst gute Richtungsverteilung gewünscht und eine größere Abweichung bei der Leistung hinnehmbar sein. Hier ist jeweils eine sorgfältige Abwägung erforderlich.



Grafik: anemos

Was ist projekentscheidend?

Das Typische Windjahr gibt es also. Es kann jedoch durchaus verschieden sein. So kann es sein, dass bei der Planung einer Einzel-Windenergieanlage die Leistung das einzige Kriterium ist. Bei einem kombinierten Energiepark aus Solar- und Windenergieanlagen mögen sowohl die Leistung als auch die Sonneneinstrahlung Kriterien sein. Ein Typisches Windjahr wird auch vom geographischen Ort oder vom Typ der Windkraftanlage und von der Nabhöhe abhängig sein. Die Unterschiede dürften manchmal eher graduell sein. Nach vorzugebenden Kriterien für jedes Windprojekt wird das Typische Jahr projektspezifisch zu bestimmen sein und kann dann als Langzeitdatenquelle dienen.

Monat	Wind	Leistung 3 MW	Kombination Wind (50%) + Leistung (50%)	Kombination Wind + Leistung + Richtung
Jan.	2000	2000	2000	2003
Feb.	1996	1996	1996	2008
März	2004	2004	2004	1993
Apr.	1999	2012	1999	1999
Mai	2007	1998	1998	2007
Juni	2011	2011	2011	1993
Juli	2004	2004	2004	2004
Aug.	1996	1996	1996	2001
Sept.	1996	1996	1996	2009
Okt.	1992	1992	1992	2012
Nov.	2001	1995	2001	1995
Dez.	2012	2012	2012	2012

Oben: Zweimal Typisches Windjahr gemäß den kombinierten Kriterien Wind und Leistung und das Mittlere Jahr des Referenzzeitraums – für eine Drei-Megawatt-Anlage in der norddeutschen Tiefebene. Unten: Vier Typische Jahre, gebildet aus den Monaten des Referenzzeitraums.

1) Finkelstein, J.M./R.E. Schafer, 1971: Improved goodness of fit tests, Biometrika, 58(3), 641-645



Dr. Heinz-Theo Mengelkamp¹
Geschäftsführer

Joachim Geyer²

CFD und Mesoskalamodellierung
anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH