

Windparkprojekt Dahlenburg: Sicherheit durch Sorgfalt

Wind Farm Project Dahlenburg: Reliability by Diligence

M. Strack, A. Westerhellweg, DEWI Wilhelmshaven
R. Bannehr, Elektrizitätswerk Dahlenburg AG

Summary

The wind farm Dahlenburg is a 36 MW wind farm (18 × Vestas V80) located approx. 60 km south-east of Hamburg, which was developed from Elektrizitätswerk Dahlenburg AG and is operated together with WPD AG, Bremen. This project was developed within a tight schedule: making the decision to follow this project in Mai 2001, the wind farm was starting production end of 2002. Nevertheless it was possible to integrate a comprehensive measurement campaign on base of mast and SODAR measurements in the project development (a site specific measurement campaign is quite unusual in Germany). By use of SODAR wind profile measurements and a gradient correlation method, it was possible to detect that the wind speed in hub height was much higher than expected, and by means of the correlation with high quality long term data it was possible to come to a reliable long term assessment. Now, after one year of operation, it turns out that these assumptions were correct, so that the energy yield data fully meet the expectations.

1. Einleitung

Bei dem Windpark Dahlenburg handelt es sich um ein 36 MW-Windpark-Projekt (18 x Vestas V 80) ca. 60 km südöstlich von Hamburg gelegen, welches von der Firma Elektrizitätswerk Dahlenburg AG entwickelt und gemeinsam mit WPD AG, Bremen, betrieben wird. Dieses Projekt wurde innerhalb eines sehr ehrgeizigen Zeitplans entwickelt: nachdem im Mai 2001 der Entschluss gefallen war, dieses Projekt zu verfolgen, und im November 2001 die Bauanträge eingereicht worden waren, ging der Park Ende 2002 in Betrieb. Im Laufe der Projektentwicklung war DEWI an verschiedenen Stellen involviert, so wurden neben Windgeschwindigkeitsmessungen mittels Mast und SODAR die Ertrags- und Emissionsermittlungen durchgeführt und der Entwickler bei den Kaufvertragsverhandlungen und den Leistungskurvengarantieverträgen mit dem Hersteller beraten. Im Folgenden soll am Beispiel Dahlenburg aufgezeigt werden, wie bestimmte, in der Auswirkung seinerzeit noch gar nicht richtig eingeschätzte Effekte bei der Ertragsermittlung durch eine sorgfältige Vorgehensweise ausgeschlossen werden konnten und nicht das Ergebnis verfälschten, so dass heute der Ertrag nach 12 Monaten Betriebszeitraum voll den Erwartungen aus der Prognose entspricht.



Abb. 1: Windpark Dahlenburg (18 × 2 MW). Weniger als 2 Jahre Entwicklungszeit reichten für eine fundierte, sorgfältige Planung einschließlich der Durchführung von Messungen am Standort aus.

Fig. 1: Dahlenburg wind farm (18 x 2 MW). A period of less than 2 years was enough for a well-founded, careful planning including measurements carried out at the site.

2. Messtechnische Untersuchungen

Am Standort Dahlenburg wurde über einen Zeitraum von ca. 6 Monaten im ersten Halbjahr 2002 Windmessungen in zwei Höhen, 50 m und 24.5 m, vorgenommen. Parallel wurde während einer sechswöchigen Sodar-Mess-Kampagne nahe dem Messmast das vertikale Windprofil vermessen. Trotz der nur sehr kurzen zur Verfügung stehenden Zeit sollten die Messdaten in die Ertragsermittlung einfließen, um die Unsicherheiten zu reduzieren.

3. Langzeitabgleich der Messdaten

Aufgrund des nur kurzen Messzeitraums von 6 Monaten kam der richtigen Langzeitbewertung der Messdaten eine sehr wichtige Bedeutung zu, und diese wurde mit entsprechender Sorgfalt ausgeführt. Zudem waren die heutzutage rege diskutierten Erkenntnisse über Unsicherheiten bei der Anwendung des IWET-Windindex seit langem in die Arbeit des DEWI eingeflossen. Nach Überprüfung verschiedener langjährig gemessener Datenzeitreihen, Betriebsdaten nahestehender WEA, geostrophischer Winddaten sowie des IWET-Windindex wurden Daten der langjährigen Windmessung Lathen zur Korrelation herangezogen. Die Messstation Lathen/Emsland befindet sich ca. 230 km westlich der Windparkfläche Dahlenburg. Nach Abgleich mit den Messungen am 130m-Meßmast bei Wilhelmshaven lag eine konsistente, vollständige Zeitreihe der Messdaten über eine Dauer von 14 Jahren vor. Die Korrelation mit den Messdaten Dahlenburg war trotz des Abstandes zum Windpark gut, was aufgrund der großen Messhöhe (85 m), des einfachen Geländes und eines ähnlichen Abstandes zur Küste erklärbar ist. Für die Korrelation der Messdaten wurde ein am DEWI entwickeltes und verifiziertes Zeitreihenkorrelationsverfahren angewendet [1]. Die Messung fiel in einen Zeitraum, in dem sowohl Winter- wie auch Sommermonate vertreten waren und alle wesentlichen Windsituationen vorkamen. Zudem war die Windrichtungsverteilung während des Messzeitraumes sehr ähnlich zu den entsprechenden Langzeitverteilungen, was die Unsicherheiten der Langzeitkorrelation verringerte.

4. Untersuchung des vertikalen Windprofils

Neben dem Langzeitmittel der Windgeschwindigkeit auf Messhöhe war eine genaue Kenntnis des typischen vertikalen Windprofils notwendig, um von 50 m Messhöhe auf die 100 m Nabenhöhe zu extrapolieren, hierzu wurde die SODAR-Messkampagne in Kombination mit der 50 m-Messung ausgewertet. Die Zunahme des Windes mit der Höhe hängt im allgemeinen nicht nur von der Windrichtung ab, sondern zusätzlich von den herrschenden atmosphärischen Temperaturverhältnissen (und damit von der Tages- und Jahreszeit). Dieser Umstand verdeutlicht die Unmöglichkeit, eine einfache Auswertung von SODAR-Daten hinsichtlich Mittelwerten vorzunehmen. Tatsächlich unterschied sich die Windrichtungsverteilung während der Sodar-Kampagne sehr deutlich von der typischen Windrichtungsverteilung (deutlich erhöhter Ostwind-Anteil). Am DEWI wurde deshalb im Vorfeld ein Gradientenkorrelationsverfahren entwickelt und verifiziert, welches die Beziehungen der am Messmast und am Sodar gemessenen relativen Windgeschwindigkeitsgradienten windrichtungsabhängig ermittelt und zur Extrapolation der gemessenen Windgradienten nutzbar macht [2]. Die auf dieser Basis ermittelten Windbedingungen auf 100 m Höhe zeigten eine um 6% erhöhte mittlere Windgeschwindigkeit gegenüber denen, die auf Basis der 50 m-Meßdaten mittels WASP berechnet wurden. Dass die SODAR-Messung auf eine derart höhere Zunahme des Windes mit der Höhe führte, als mit WASP berechnet, war überraschend. Als Ergebnis wurde ein mittlerer Jahres-Energieertrag von 80 GWh für den Park ermittelt.

Inserentenliste			
Adolf Thies, Göttingen	25	Hottinger Baldwin Messtechnik, Darmstadt	33
Alstom, Bremen	U2	NEG Micon Deutschland, Ostenfeld	U3
Ammonit, Berlin	65	Nordex, Norderstedt	41
AN Windenergie, Bremen	7	Projekt, Oldenburg	15
BWE, Osnabrück	49	SKF, Schweinfurt	37
DEWI, Wilhelmshaven	20, 74	SunMedia, Hannover	10
EBV, Oldenburg	61	TÜV Nord, Hamburg	17
GE Wind Energy, Salzbergen	19	TÜV Süddeutschland, München	35
Gerrad Hassan, Oldenburg	5	TWK Elektronik, Düsseldorf	53
Guttenberger, Velburg	29	Vestas Deutschland, Husum	U4
GWU-Umwelttechnik, Erfstadt	47	Wilmers Meßtechnik, Hamburg	25
Hamburg Messe und Congress, Hamburg	22	Windwärts Energie, Hannover	55

5. Verifizierung anhand der erreichten Erträge

Zur Verifizierung der durchgeführten Berechnungen wurden nun die angefallenen Erträge im ersten Betriebsjahr (Summe: 65GWh) ausgewertet. Der monatliche Verlauf der Erträge zeigt eine gute Übereinstimmung mit dem IWET-Windindex [3]. Trotzdem kann aufgrund der Erfahrungen mit dem IWET-Windindex [4] dieser nicht ohne Modifikation oder Überprüfung zur Auswertung der Betriebsdaten angewendet werden. IWET-Windindex der relevanten Region 12 weist einen Indexwert von 65% auf. Die unbedachte Anwendung des Windindex hätte demzufolge die Annahme eines Langjahresertrages von 100 GWh zur Folge. Zur standortspezifischen Anpassung des Windindexes wurden die am DEWI entwickelten Verfahren zur Windindexanpassung angewendet und darüberhinaus der modifizierte Windindex anhand von langjährigen WEA-Ertragsdaten aus der näheren Umgebung von Dahlenburg überprüft. Demzufolge kann an diesem Standort für 2003 von einem modifizierten Indexwert von 79% ausgegangen werden, d.h. von einem Langjahresertrag des Windparks Dahlenburg von 82 GWh, und damit einem ca. 18% niedrigerem Langjahresertrag, als aufgrund der 1-jährigen Betriebsdaten und des IWET-Indexes angenommen. Damit entspricht der auf diese Weise ermittelte Langjahresertrag mit einer Abweichung von nur 2% dem Ergebnis der auf Basis der Messkampagne erstellten Ertragsprognose. Auch wenn die hier durchgeführten Auswertungen nach wie vor mit einer gewissen Unsicherheit behaftet sind, kann damit der prognostizierte Ertrag im Rahmen der erzielbaren Aussagegenauigkeit als verifiziert angesehen werden.

6. Zusammenfassung

Am Standort Dahlenburg wurde mit einem sorgfältigem messtechnischen und rechnerischen Aufwand der Ertrag prognostiziert. Die durchgeführten Maßnahmen ließen sich trotz eines sehr ehrgeizigen Zeitplans in die Projektentwicklung integrieren, machten in der Summe einen Aufwand im Promillebereich des Projektvolumens aus und führten dazu, dass sich die Gesamtunsicherheiten der Ertragsprognose deutlich (um ca. 6%) verringern ließ. Wie sich heute herausstellt, wurden dabei komplexe Einflussfaktoren, die in Ihrer Bedeutung vielfach bis heute noch ignoriert bzw. erst jetzt wahrgenommen werden, durch sorgfältiges Vorgehen korrekt mit einbezogen, so dass die Betriebsdaten des Windparks der Prognose voll entsprechen und keine Überraschungen bieten.

Windparkertrag in 2003 (verfügbarkeitskorrigiert) <i>Actual wind farm energy yield in 2003</i>	65 GWh
Langzeitertrag aus 1-jährigen Betriebsdaten anhand der Anwendung des IWET-Indexes. <i>Long-term corrected by standard wind index</i>	100 GWh
Langzeitertrag aus Betriebsdaten anhand des von DEWI modifizierten IWET-Indexes. <i>Corrected by adjusted wind index</i>	82 GWh
Prognostizierter Langzeitertrag auf Basis von Messkampagne u. Korrelationsberechnungen. <i>Predicted on base of measurements</i>	80 GWh

Tab. 1: Verhältnis der prognostizierten Energieerträge zu den tatsächlichen auf Langjahresverhältnisse normierten Energieerträge.

Tab. 1: *Comparison of the predicted results to the realised energy yield (1 year operational data after long term assessment by standard and adjusted IWET wind index)*

7. Literatur

- [1] V. Riedel, M. Strack, H.P. Wald: Robust Approximation of functional Relationships between Meteorological Data: Alternative Measure-Correlate-Predict Algorithms. Proceedings EWEC 2001, Copenhagen.
- [2] H. Mellinshoff, M. Strack: Erfahrungen aus dem Messbetrieb mit SODAR. DEWEK 2002, Wilhelmshaven.
- [3] Häuser; Keiler: WEA-Betreiberdatenbasis, elektronisch vom Herausgeber. Veröffentlicht in: Monatsinfo, Keiler-Häuser, Ingenieur-Werkstatt Energietechnik, 24594 Rade.
- [4] W. Winkler; M. Strack; A. Westerhellweg: Zuverlässige Methoden zur Normierung und Bewertung von Energieerträgen von Windparks, Tagungsband der DEWEK, Wilhelmshaven, 2002.