

Analyse der Unsicherheiten bei der Ertragsberechnung von Windparks

Analysis of Uncertainties in Energy Yield Calculation of Wind Farm Projects

M. Strack, W. Winkler, DEWI



1. Einleitung

Das Ergebnis einer Ertragsberechnung eines Windparkprojektes ist mit Unsicherheiten behaftet, die je nach Projekt, der Art der verwendeten Eingangsdaten und der Berechnungsverfahren ein unterschiedliches Ausmaß annehmen können. Während vielfach bei deutschen Windenergieprojekten noch pauschal eine Unsicherheit von 10% angenommen und in einer Wirtschaftlichkeitsberechnung als Sicherheitsabschlag eingerechnet wird, erlaubt erst die Projektprüfung mit spezifischer Analyse der relevanten Unsicherheiten die korrekte Bewertung eines Projektes und dessen Risiken. Da gerade bei ertragsschwachen Projekten die Unsicherheiten des Ertrages im Allgemeinen besonders hoch sind, kann eine solche Analyse immens wichtig für den Erfolg eines Projektes werden.

In diesem Artikel werden nach Darstellung möglicher Indikationen für eine Unsicherheitsanalyse die Unsicherheitskomponenten einer Ertragsberechnung analysiert und in Abschnitt 4 typische Unsicherheiten dargestellt. In Abschnitt 5 wird die Unsicherheit der Ertragsberechnungen tatsächlich realisierter Projekte ausgewertet. In Abschnitt 6 wird ein Konzept zur Minimierung der Unsicherheiten vorgestellt. Der Zusammenhang der Unsicherheitsanalyse und der Risikobewertung eines Projektes wird in Abschnitt 7 hergestellt.

2. Indikationen für eine Unsicherheitsanalyse

Die berechneten Erträge stellen die wesentliche Grundannahme für die Wirtschaftlichkeitsberechnung eines Windparkprojektes dar. Daher kann die Notwendigkeit für eine Unsicherheitsanalyse eines Windparkprojektes in verschiedenen Stadien gegeben sein:

- **Vorplanung:** Nur mit einer frühzeitigen Analyse eines Standortes lässt sich nach Identifizierung der wesentlichen Unsicherheitsfaktoren ein angepasstes Konzept zur Bestimmung des Energieertrages entwickeln, welches einen zeitlich abgestimmten ökonomischen Einsatz der Mittel mit möglichst frühzeitigen Aussagen erlaubt.

1. Introduction

The result of the energy yield prediction of a wind farm project involves uncertainties which can assume different proportions depending on the type of project, data input and calculation methods used. In Germany, when assessing the economic efficiency of wind energy projects, a flat rate of 10% is frequently assumed as a safety margin to cover uncertainties. However, only a project verification with a specific analysis of the relevant uncertainties allows a correct assessment of a project and its risks. Since especially in low-yield projects the uncertainties can be particularly high, such an analysis is of crucial importance for the success of a project.

In this article, possible indications for an analysis of uncertainties are described, followed by an analysis of the uncertainty components of an energy yield prediction and a description of typical uncertainties in section 4. In section 5 the uncertainty of energy yield calculations of projects already realised is evaluated. In section 6 a concept for minimising the overall uncertainties is discussed. The connection between uncertainty analysis and risk management is explained in section 7.

2. Indications for an Uncertainty Analysis

The energy yield calculated is the most important basic assumption for the assessment of the economic efficiency of a wind farm project. Therefore the necessity of carrying out an uncertainty analysis can occur at different stages of a wind farm project:

- **Pre-planning stage:** *By an early-stage analysis of a site and identifying the key factors of uncertainty, it is possible to develop an appropriate concept for energy yield determination with economic use of the measures and with early stage results.*
- **Assessment:** *The verification and assessment of the uncertainties of an existing energy yield prediction is a demanding task, due to the complex calculation methods, the factors of influence that are not always generally known,*

- **Bewertung:** Die Prüfung und Bewertung der Unsicherheiten einer vorliegenden Ertragsberechnung ist eine anspruchsvolle Aufgabe aufgrund der komplexen Berechnungsmethoden, der relevanten und oft nicht allgemein bekannten Einflussfaktoren und der notwendigen Erfahrung zur Bewertung von Methoden und Daten. Die vielfach gewählte Strategie, im Zweifelsfall ein drittes oder viertes Windgutachten einzuholen, führt oft nicht zu einer Reduzierung der Unsicherheiten. Erst eine Projektprüfung mit systematischer Analyse der Unsicherheiten und der Gründe für Abweichungen verschiedener Ergebnisse kann hier Klärung bringen.
- **Risikominimierung:** Erweist sich eine Planung als zu risikoreich und droht deshalb zu scheitern, können nach Analyse der Unsicherheitsfaktoren mit Hilfe gezielter Maßnahmen die Unsicherheiten und damit die Sicherheitsabschläge reduziert werden. Hierzu gibt es Konzepte, die auch kurzfristig wirksam umgesetzt werden können.
- **Projektverifizierung:** Bei der Auswertung der Ergebnisse unbefriedigender Projekte ist anhand der verfügbaren Daten zumeist keine Identifizierung der Ursachen möglich. Mittels einer Analyse der zugrundeliegenden Berechnungen kann zunächst die Planungsgrundlage überprüft werden. Mit einem geeigneten Ertrags sicherungs-Konzept, wie in Abschnitt 6 beschrieben, können mögliche technische Ur-

and the experience required for evaluating methods and data. The strategy frequently adopted, i. e. to obtain a third or fourth wind study in case of doubt, quite often does not help to reduce uncertainties. Only a project verification (due diligence) in which uncertainties and the reasons for deviations from certain results are analysed systematically, can properly identify the risks.

- **Minimisation of risks:** If a project appears to involve too many risks and therefore is in danger of being abandoned, it is possible, after having analysed the uncertainty factors, to adopt specific measures in order to reduce uncertainties and safety margins. For this, there are concepts which can be implemented even at short notice.
- **Project verification:** When evaluating the results of unsatisfactory projects, it is often not possible to identify the reasons for the poor performance from the data available. By analysing the calculations on which the data are based, however, the planning basis can be verified. By means of a suitable energy yield guarantee and verification concept, as described in section 6, possible technical risks can be identified much better than by an exemplary measurement of a wind turbine. Moreover, the basis for a future handling of reduced yields (for example compensation payments) can be established.

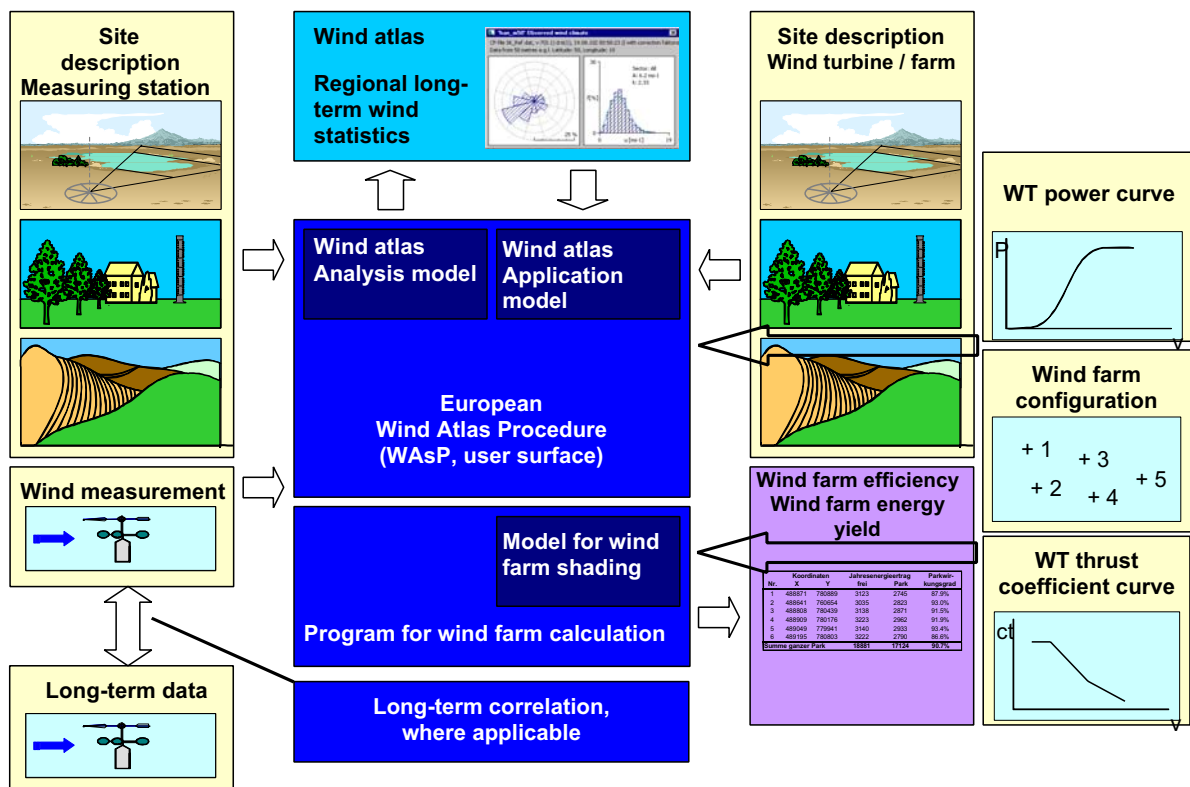


Abb. 1: Schematische Darstellung der Anwendung des Europäischen Windatlas- Verfahrens
 Fig. 1: Schematic view of the application of the European Wind Atlas method

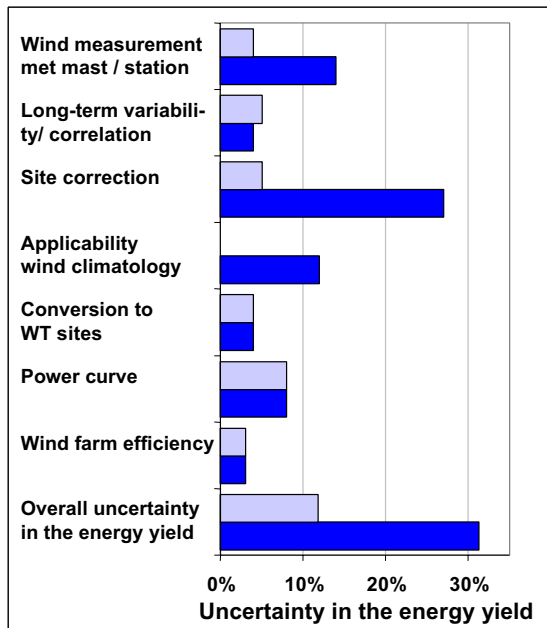


Abb. 2: Darstellung der Unsicherheiten im Ertrag für die Berechnung auf Basis einer hochwertigen Windmessung (hell) und einer meteorologischen Station (dunkel)

Fig. 2: *Uncertainty in the energy yield when assessment is based on a high quality wind measurement (light) and on data from a meteorological station (dark)*

sachen weitaus besser erfasst werden, als mit der exemplarischen Vermessung einer WEA. Gleichzeitig kann die Basis für den zukünftigen Umgang mit Mindererträgen (ggf. Ausgleichszahlungen) gelegt werden.

3. Unsicherheitskomponenten einer Ertragsberechnung

Eine Ertragsberechnung basiert auf wesentlichen meteorologischen, topographischen und technischen Eingangsdaten und darauf angewendeten Rechenschritten. Verschiedene Verfahren unterscheiden sich dabei in der Detaillierung, Herkunft und dem Umfang berücksichtigter Eingangsdaten sowie der Art der Modellierung.

Die Ermittlung der Unsicherheiten einer Ertragsberechnung setzt die Identifizierung und Quantifizierung der verschiedenen Unsicherheitskomponenten und die geeignete Verknüpfung unter Berücksichtigung etwaiger Abhängigkeiten zu einer Gesamtunsicherheit im Rahmen einer Fehlerrechnung voraus.

Im Abbildung 1 ist schematisch das prinzipielle Vorgehen anhand des Europäischen Windatlas-Verfahrens [1] (WASP) dargestellt, welches nach wie vor überwiegend zur Ertragsberechnung eingesetzt wird. Im folgenden werden die einzelnen Schritte und die damit verbundenen Unsicherheiten anhand dieses Schemas beschrieben, wobei auch auf Besonderheiten anderer Berechnungsmethoden (Strömungsmodelle) eingegangen

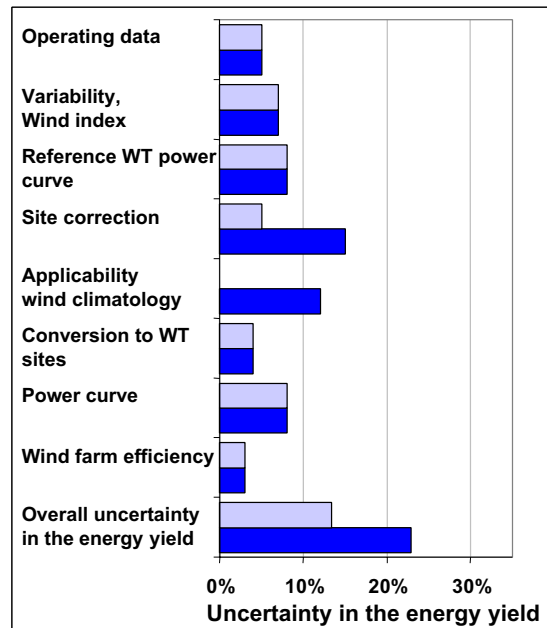


Abb. 3: Darstellung der Unsicherheiten im Ertrag für die Berechnung auf Basis von nahestehenden Referenz-WEA - günstiger Fall (hell) und komplexes Gelände (dunkel)

Fig. 3: *Uncertainty in the energy yield when assessment is based on nearby reference turbines - best case - (light), and in complex terrain (dark)*

3. Uncertainty Components of a Yield Calculation

Energy yield calculations are based on relevant meteorological, topographic and technical input data and on the mathematical methods applied to them. The various methods used differ in the degree of detail, origin and scope of input data and on the type of modelling.

To determine the overall uncertainty of an energy yield calculation the various uncertainty components have to be identified and quantified, and are integrated by means of an error calculation in an overall uncertainty, taking into account possible dependencies.

Figure 1 shows a schematic view of the procedure according to the European Wind Atlas method [1] (WASP), which is still the most frequently used method for calculating the energy yield. In the following the individual steps and relevant uncertainties of this method are described, including an examination of the special features of other calculation methods (flow models) which are becoming increasingly important for the yield calculation.

3.1 Meteorological Measuring Data

An important input quantity for the yield calculation are meteorological data which depending on the method applied can be obtained from weather stations, met masts or numerical calculation models.

wird, die zunehmend an Bedeutung für die Ertragsberechnung gewinnen.

3.1 Meteorologische Messdaten

Eine wesentliche Eingangsgröße für die Ertragsberechnung sind meteorologische Daten, die je nach Berechnungsverfahren von Wetterstationen, Windmessmasten oder numerischen Berechnungsmodellen stammen können.

Bei der ursprünglichen Konzeption von WASP, wie sie in Deutschland häufig noch angewendet wird, stammen diese Daten von **Langzeit-Wetterstationen**, an denen üblicherweise auf 10 m Höhe in einem stark von Umgebungseinflüssen (Hindernisse, Bewuchs) geprägten Umfeld gemessen wird.

Die Datenqualität dieser Stationen entspricht nicht den Anforderungen der Windenergie [2]. Neben häufigen Mängeln in der Datenerfassungsrate und Vollständigkeit ist vor allem die Messtechnik oft von niedriger Qualität und nicht exakt kalibriert. Die Messunsicherheiten wirken sich aufgrund der im Allgemeinen niedrigen Messwerte zudem stärker aus, was aufgrund der Standorteinflüsse auch für störende Anemometereigenschaften wie Schräganströmungs- und Turbulenzabhängigkeit [7] gilt. Die Unsicherheit solcher Windmessdaten lässt sich meist nur schätzen, eine typische Unsicherheit liegt bei über 10% im Energieertrag.

Eine **hochwertige Windmessung** in großer Höhe weist relativ geringe Unsicherheiten auf, die sich anhand der Meßunsicherheiten zu 1-2% der Windgeschwindigkeit bestimmen lassen (entspricht ca. 3-5% im Ertrag), wenn die Messung und Aufbereitung der Daten in *allen Punkten optimal* durchgeführt wird. Dieses kann im Allgemeinen nur von einem Experten bewertet werden.

Besonders im Zusammenhang mit der Anwendung numerischer Strömungsmodelle zur Ertragsberechnung werden auch langjährige Boden- oder Höhenwinddaten aus **Klima- oder Wettermodellen** als (regional gültige, vgl. Abb. 1) Eingangsdaten verwendet. Die Unsicherheit dieser Daten lässt sich nur schwer quantifizieren. Aus langjährigen Erfahrungen mit der Auswertung solcher Daten am DEWI begründet sich allerdings der Verdacht, dass solche Daten als *alleinige Basis* zur Ertragsberechnung den Genauigkeitsanforderungen der Windenergie nicht genügen können.

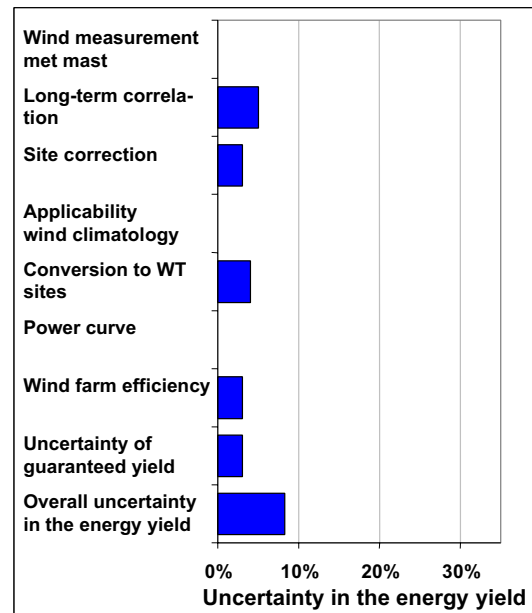


Abb. 4: Darstellung der Unsicherheiten im Ertrag für die Berechnung mit einem geeignetem Ertragssicherungskonzept (Abschnitt 6)

Fig. 4: Uncertainty in the energy yield when assessment is based on a suitable risk minimisation concept (section 6)

*In the original WASP concept, which is still used quite a lot in Germany, these data originate from **long-term weather stations**, which typically take their measurements at a height of 10 m in surroundings strongly influenced by obstacles and vegetation.*

The quality of the data input obtained from these stations does not comply with the requirements of wind energy [2]. Apart from deficiencies in the data acquisition rate and completeness, the measuring technology often is of poor quality and calibration. The low measuring values make the effect of these uncertainties even stronger, which because of the environmental influences also applies to negative anemometer characteristics such as dependence on vertically inclined air flow and turbulence [7]. The uncertainty of such wind measuring data can only be estimated; a typical uncertainty is more than 10% of the energy yield.

*A **high-quality wind measurement** carried out at great height shows comparatively small uncertainties amounting to 1-2% of the wind speed (this corresponds to approx. 3-5% in the energy yield prediction), providing the realisation of the measurement and data evaluation is optimal in very respect. This can normally only be assessed by an expert.*

*Especially in connection with the application of numerical flow models for energy yield calculation, long-term ground or altitude wind data from **climate or weather models** are used as (regional, see fig. 1) input data. The uncertainty of such data is difficult to assess. From the many years of expe-*

3.2 Langzeitabgleich

Durchgeführte Messungen am Standort (bzw. verfügbare WEA-Ertragsdaten) umfassen meist einen relativ kurzen Zeitraum von 1-2 Jahren oder weniger, der klimatologisch nicht repräsentativ ist. Um eine belastbare Aussage hinsichtlich der *zukünftigen* Windbedingungen zu erhalten, ist ein Bezug auf eine möglichst langjährige und damit möglichst repräsentative Periode aus der *Vergangenheit* herzustellen. Dazu werden **Korrelationsverfahren** und geeignete, konsistente langjährige Referenzdaten (bzw. ein geeigneter Ertragsindex) benötigt.

Die Anforderungen an Verfahren zur Langzeitkorrelation (auch MCP = Measure-Correlate-Predict) sind umso höher, je kürzer der vorliegende Messzeitraum ist. Dieses gilt im besonderen Maße für nicht abgeschlossene Klimaperioden von unter einem Jahr. DEWI hat im Rahmen einer umfangreichen Entwicklungs- und Verifizierungsarbeit ein MCP-Verfahren optimiert und dessen Unsicherheiten ermittelt. Demnach lässt sich ein 3-monatiger Meßzeitraum mit einer mittleren Unsicherheit von ca. 4% im Ertrag auf ein volles Jahr extrapolieren [3].

Eine derart geringe Unsicherheit lässt sich jedoch nur mit hochwertigen Korrelationsverfahren, die sich auf unterschiedliche Windsituationen einstellen können, erzielen und setzen geeignete, konsistente Referenzdaten voraus. Demgegenüber besteht die Gefahr, durch die Verwendung ungeeigneter Verfahren oder Daten, durch Korrelationsunsicherheiten von 20% und mehr, die mit grossem (Mess-) Aufwand erkaufte Genauigkeit zunichte zu machen. Die Identifizierung geeigneter Referenzdaten ist im allgemeinen sehr anspruchsvoll und nur durch vergleichende Konsistenz-Analysen von Messdaten aus verschiedenen Quellen möglich.

Der vielfach verwendete **IWET-Ertragsindex** [4], der auf WEA-Erträgen basiert, wird in Deutschland oft zur Langzeitkorrelation von Energieerträgen angewendet. Aufbauend auf vergleichenden Konsistenz-Analysen mit Höhenwinddaten aus Wettermodellen und meteorologischen Daten deckte DEWI gewisse Unsicherheiten und systematische Abweichungen dieser Methodik auf [5], die standortspezifisch korrigiert werden müssen, um eine ausreichende Genauigkeit zu erzielen.

3.3 Geländebeschreibung

Die **Bodenrauigkeit** eines Geländes ist eine theoretische Größe und ein wesentlicher Parame-

rie in evaluating these data at DEWI, we assume, however, that these data as a sole basis for the energy yield prediction cannot comply with the accuracy requirements in wind energy.

3.2 Long-term Correlation

*Measurements carried out at the wind farm site (or wind turbine performance data, where available) normally comprise a relatively short period of 1-2 years, which is not representative climatologically. In order to get a reliable prediction of future wind conditions, it is necessary to correlate these data to a long-term and therefore representative period from the past. For this, **correlation procedures** and suitable, consistent long-term reference data (or a suitable yield index) are required.*

The shorter the measuring period available, the higher the demands made on long-term correlation procedures (also called MCP = Measure-Correlate-Predict). This applies in particular to uncompleted climate periods of under a year. Within an extensive development and verification project, DEWI has optimised an MCP procedure and established its uncertainties. According to this optimised procedure, a 3-months measuring period can be extrapolated to a complete year with an average uncertainty of approx. 4% in the energy yield. [3].

Such a low uncertainty can be achieved only by high-quality correlation procedures which are capable to adjust to different wind situations, and suitable, consistent reference data. In contrast, when using unsuitable procedures or data with correlation uncertainties of 20% and more, there is the risk of ruining the accuracy that has been obtained by time-consuming and expensive measurements. The identification of suitable reference data is a very demanding task and only possible by a comparative consistency analysis of measuring data from various sources.

*The **IWET energy yield index**¹ [4], based on wind turbine yield data, is often used in Germany for the long-term correlation of energy yields. On the basis of comparative consistency analyses with altitude wind data from climatological models and meteorological data, DEWI has identified some uncertainties and systematic deviations of the method [5], which have to be adjusted for the respective site, in order to achieve a sufficient accuracy.*

¹ *The IWET-energy-yield-index (often called: IWET-windindex) is an index describing the relation of the monthly wind turbine energy yield to the expected long term energy yield. This index is derived from the actual energy yield from a large number of existing wind turbines in Germany.*

ter, der die Windgeschwindigkeit und deren Variation mit der Höhe bestimmt. Die Zuweisung einer Rauigkeitslänge zu einem Gelände erfordert Erfahrung, ist subjektiv beeinflusst und unterliegt Unsicherheiten, die auch quantifizierbar sind [1]. Mit Hilfe von Sensitivitätsuntersuchungen für zahlreiche Standorte konnten daraus Unsicherheiten im Energieertrag abgeleitet werden, die stark von der Höhe und der jeweiligen Konstellation (z. B., ob eine Windmessung am Standort durchgeführt wird) abhängig sind. Analog wurde die Sensitivität des Ertrages auf die **Orographiebeschreibung** ermittelt.

In der Praxis lässt sich aufgrund empirischer Anteile die Unsicherheit der Geländebeschreibung oft nicht von der Unsicherheit der Windfeldmodellierung trennen.

3.4 Windfeldmodellierung

Die Unsicherheiten der Windfeldmodellierung in Kombination mit der Geländebeschreibung bestimmen die Unsicherheiten bei der Bereinigung von Messdaten von deren Umgebungseinflüssen und der Übertragung auf andere Standorte. Komplexe und starke Umgebungseinflüsse, wie sie an meteorologischen Langzeitstationen meist in Form von Abschattungen und Turbulenz aufgrund naher Hindernisse auftreten, lassen sich nicht vollständig bereinigen, was die erheblichen Unsicherheiten dieser Datenbasis erklärt. Bei fachgerecht durchgeführten Messungen mit Messhöhen in der Größenordnung von 50 m fällt aufgrund der geringeren Umgebungseinflüsse und aufgrund von Ausgleichseffekten die diesbezügliche Unsicherheit moderat aus, solange es sich um flaches oder nur leicht welliges Gelände handelt.

Bei stärker komplexen Gelände können die Geländeeinflüsse durch das einfache Orographiemodell des Europäischen Windatlasverfahrens nicht vollständig beschrieben werden und WASP kann nur mit erhöhten Unsicherheiten angewendet werden, die nur aufgrund von Erfahrungswerten unter Berücksichtigung des Geländetyps sowie des Abstandes zum Messpunkt abgeschätzt werden können. Hier kann die Anwendung von **Strömungsmodellen** angezeigt sein, die potentiell in der Lage sind, die relevanten Effekte zu beschreiben.

Generell ist aufgrund der komplexen Thematik und des relativ geringen Erfahrungsschatzes eine Bewertung von Ergebnissen aus Strömungsrechnungen sehr schwierig. DEWI hat im Rahmen eines Europäischen Forschungsprojektes umfangreiche Verifizierungen verschiedener Strömungsmodelle vorgenommen [8] [9] und konnte so die typischen Probleme und Grenzen dieser Modelle untersuchen. Demnach bleibt auf diesem

Gebiet ein erheblicher Verifizierungsbedarf, weshalb DEWI einen **Ringversuch numerische Strömungssimulation in der Windenergie** initiiert hat [10], mit dem die Unsicherheiten dieser Modelle unabhängig und systematisch untersucht werden sollen.

3.5 Windparkmodell

Zur Berechnung der Parkabschattungsverluste wird in der Regel das Risø-Windparkmodell angewendet, welches auf einfachen, empirisch begünstigten Annahmen basiert. Die berechneten Parkabschattungen sind daher mit deutlichen Unsicherheiten behaftet, die sich jedoch im Energieertrag nur leicht bemerkbar machen. In Situationen mit großen Windparks (insbesondere Off-shore) sowie bei konsequenter Ausschaltung anderer Unsicherheitsquellen (s. Abschnitt 6) gewinnen diese Unsicherheiten jedoch an Bedeutung, so dass die Verwendung von realistischeren Modellen (Eddy-Viscosity-Modellen) angezeigt ist.

3.6 Leistungskennlinien

Die WEA-Leistungskennlinien sind mit einem erheblichen Anteil an den Gesamtunsicherheiten beteiligt. Je nach Windbedingungen kann bei einer nach IEC [6] vermessenen Kennlinie von 6-8% Unsicherheit ausgegangen werden. Hinzu können Abweichungen oder Unsicherheiten durch dynamische Anemometereffekte kommen. Durch Analyse des Messberichtes und Anpassung einer oder mehrerer unabhängiger Vermessungen an die Standorteigenschaften lassen sich diese zum Teil deutlich verringern [11].

Eine wesentliche Verringerung der diesbezüglichen Unsicherheit lässt sich über geeignete vertragliche Regelungen (Garantien) und geeignete Konzepte zu deren Verifizierung und Umsetzung erreichen [12].

4. Typische Unsicherheiten bei der Ertragsermittlung

Aufbauend auf die in Abschnitt 3 identifizierten Unsicherheitskomponenten werden die Gesamtunsicherheiten einer Ertragsprognose für exemplarische, typische Situationen ermittelt. Nach Abb. 3 ergibt sich die typische Unsicherheit einer Berechnung ausschließlich auf Basis einer meteorologischen Station auf über 30% im Ertrag, was als Planungsgrundlage ungeeignet ist. Hingegen lassen sich mittels einer hochwertigen Windmessung am Standort die Unsicherheiten auf ca. 12% reduzieren, wenn die Messung und Auswertung fachgerecht durchgeführt wird.

Liegen geeignete Ertragsdaten von benachbarten WEA vor, dann lassen sich im günstigen Fall

3.3 Terrain Description

*The **surface roughness** of a terrain is a theoretical value and an important parameter determining the wind speed and its variation depending on the height. The assignment of a roughness length to a terrain requires experience, is subjective and include uncertainties that can be quantified [1]. By means of sensitivity investigations for numerous sites, uncertainties in the energy yield could be derived, which strongly depend on the height and the respective constellation of the measurement (e.g. whether a wind measurement was carried out at the site). Analogously, the sensitivity of the energy yield to the **orographic description** is identified.*

In practice, since part of the input is empirical, it is often not possible to separate the uncertainty of the terrain description from the uncertainty of the wind field modelling.

3.4 Wind Field Modelling

The uncertainty of wind field modelling in combination with the terrain description also determines the uncertainty involved when adjusting measuring data for site-specific influences and transferring them to other sites. Complex and strong terrain-induced influences which often occur at long-term meteorological stations in the form of wake effects and turbulence caused by nearby obstacles, cannot be corrected completely, which explains the considerable uncertainty of this data base. When measurements are carried out professionally and measuring heights are around 50 m, there is only a moderate uncertainty due to the smaller environmental influences and because of compensation effects, providing the terrain is flat or slightly undulating.

*In more complex terrain, the terrain-induced influence cannot be fully described by the simple orographic model of the European Wind Atlas method, and WAsP can only be applied using increased uncertainties which have to be assessed on the basis of empirical data taking into account the type of terrain and the distance to the measuring point. Here it may be appropriate to use **flow models** which potentially are capable of describing the relevant effects.*

In general, the complex subject and the limited experience make it very difficult to assess the results from flow calculations. Within the framework of a European Research Project, DEWI has performed extensive verifications of different flow models [8] [9] and so was able to investigate the typical problems and limitations of these models. Our work has shown that there is still considerable need for verification, which is why DEWI has initi-

durch Abgleich der Daten Ertragsberechnungen mit nur leicht höheren Unsicherheiten realisieren (Abb. 4). Dieses setzt jedoch einen standortspezifisch korrigierten Windindex und eine gute Datenbasis der Betriebsdaten voraus. Im komplexen Gelände hingegen erweisen sich nicht nahe am Standort befindliche Referenz-WEA oft als nicht repräsentativ für den Standort, was Unsicherheiten von deutlich über 20% zur Folge haben kann.

5. Auswertung realisierter Projekte

Zur Ermittlung der Abweichungen zurückliegender Ertragsberechnungen wurden die Ergebnisse von über 400 WEA, für die DEWI in der Vergangenheit Ertragsberechnungen durchgeführt hat, ausgewertet. Die tatsächlich realisierten Erträge wurden mit dem IWET-Index mit angepasster Normierung¹ korrigiert, um die Verfügbarkeit bereinigt und dem Ergebnis der Ertragsberechnung gegenübergestellt (Abb. 5).

Es ist eine deutliche Streuung sichtbar, die sich in einer Standardabweichung der Parkmittelwerte von 16% äußert, während sich der Mittelwert der berechneten Erträge 2% oberhalb der tatsächlichen befindet. Rechnet man aus dieser Unsicherheit die Unsicherheit der Betriebsdaten sowie des Windindexes wie in Abb. 3 angegeben heraus, so resultiert eine Standardunsicherheit von 13% für die Ergebnisse der Ertragsberechnungen.

In diese Auswertungen gehen überwiegend Ertragsberechnungen von 1997 und früher mit dem damaligen Stand der Technik und den damals deutlich weniger vorhandenen Referenz-WEA für Abgleiche ein, d.h. es wurde ein großer Teil der

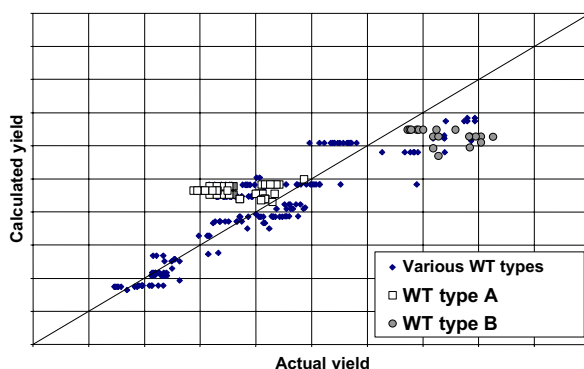


Abb. 5: Gegenüberstellung berechneter zu tatsächlich realisierten Erträge zurückliegender Ertragsermittlungen (Horizontale Muster ergeben sich aufgrund der Tatsache, dass für diese Auswertung der *mittlere Ertrag eines Windparks* den tatsächlichen Erträgen der Einzel-WEA gegenüberstehen)

Fig. 5: Comparison between calculated and actually realised yields of previous energy yield calculations (horizontal patterns are due to the fact that in this evaluation the mean energy yield of a wind farm is compared to the real yields of the individual wind turbine)

ated a **Round Robin Flow Simulation in Wind Energy** [10], in order to perform an independent and systematic analysis of the uncertainties of these models.

3.5 Wind Farm Model

For calculating the wake effect in wind farms normally the Risø Wind farm model is used, which is based on simple, empirical assumptions. The wake effect thus calculated contains a certain degree of uncertainty, which, however, has only a slight influence on the energy yield. Where large wind farms are concerned (especially offshore) and where other sources of uncertainty can be excluded (see section 6), these uncertainties are, however, gaining in importance, and it is therefore advisable to use more realistic models (Eddy-Viscosity models).

3.6 Power Curves

Wind turbine power curves account for a considerable part of the overall uncertainty. Depending on wind conditions, the uncertainty in a power curve measured according to IEC [6] can amount to 6-8%. This percentage may be further increased by deviations or uncertainties due to dynamic anemometer effects. By analysing the test report and adapting one or several independent measurements to the site characteristics, however, these uncertainties can be reduced considerably [11].

The uncertainty as far as power curves are concerned can be reduced by suitable contractual provisions (warranties) and the appropriate concepts for verification and implementation of such provisions [12].

4. Typical Uncertainties in Energy Yield Assessment

Based on the uncertainty components identified in section 3, the overall uncertainty of an energy yield is determined for typical situations. According to fig. 2, the typical uncertainty of an assessment based exclusively on the data input obtained from a meteorological station is over 30% in the energy yield, which of course is unacceptable as a planning basis. In contrast, these uncertainties can be reduced to approx. 12% by means of a high quality wind measurement on the site, provided the measurement and evaluation are carried out professionally.

If suitable yield data from neighbouring wind turbines are available, it may be possible to realise energy yield calculations by matching the data, with only slightly higher uncertainties. This, how-

¹ Es konnte keine standortspezifische Windindexanpassung vorgenommen werden, sondern lediglich eine Um-Normierung.

Berechnungen ausschließlich auf Basis von meteorologischen Stationen durchgeführt. Unter dieser Voraussetzung stellt sich die Standardunsicherheit von 13% als gering dar.

In Abbildung 5 sind nun die Ergebnisse von zwei exemplarisch ausgewählten WEA-Typen hervorgehoben. Während die tatsächlichen Erträge der WEA des Typs A offensichtlich systematisch niedriger als die Prognose liegen, ist dieses bei der WEA B umgekehrt. Es gibt eine gewisse Korrelation dieser Eigenschaft auch mit der Region, so dass diese Eigenschaft nicht vollständig, aber doch zu einem deutlichen Anteil dem WEA-Typ zugeordnet werden kann.

Es zeigt sich hieran die Bedeutung der Leistungskennlinie und die Notwendigkeit, diese grundlegende Eigenschaft der WEA abzusichern.

6. Ertragsberechnung mit minimierten Unsicherheiten

Eine Minimierung der Unsicherheiten einer Ertragsberechnung lässt sich wirksam durch die Eliminierung von zwei wesentlichen Unsicherheitsfaktoren, der Unsicherheit der Windmessung sowie die der Kennlinienvermessung, erreichen. Dieses ist möglich durch eine spezielle Konstellation, bei der der WEA-Hersteller eine Garantie des Energieertrages einräumt, die in Abhängigkeit von einer installierten Windmessung formuliert ist, die ihrerseits vor Installation des Parks als Basis für die Ertragsprognose dient. Dadurch ist es möglich, zu Gesamtunsicherheiten im Energieertrag von unter 10% zu gelangen (Abb. 4).

Die erfolgreiche Umsetzung und Akzeptanz einer solchen Konstellation erfordert ein gutes und vollständiges Gesamtkonzept und nicht zuletzt ein hohes Maß an Vertrauen in die Fähigkeiten und die Unabhängigkeit des Ausführenden.

DEWI hat diesen Ansatz zu einem Konzept ausgebaut, welches sowohl die vertragliche Regelung, die Berechnung der notwendigen Relationen und Leistungskennlinien, die Minimierung und sorgfältige Bestimmung und Behandlung der verbleibenden Unsicherheiten sowie die Bereitstellung von Dienstleistungen und Werkzeugen zur Überwachung der Performance und der technischen Betriebsführung umfasst.

Für den Betreiber ergibt sich neben den verminderten Unsicherheiten und damit einem möglichen geringeren Sicherheitsabschlag der Vorteil der gesicherten Performance des Windparks, dessen Kontrolle sich einfach und transparent gestaltet. Das Projektrisiko reduziert sich im wesent-

ever, pre-supposes a wind index corrected for the specific site and a reliable database of the operating data. In complex terrain, reference wind turbines not situated in the immediate vicinity often are not representative for the site, which may result in uncertainties of well over 20%.

5. Evaluation of Realised Projects

To be able to identify the deviations of previous energy yield calculations, the results of more than 400 wind turbines, for which DEWI has carried out energy yield calculations in the past, were evaluated. The energy yields actually achieved were corrected by the re-scaled IWET-windindex², corrected for availability and compared with the result of the energy yield calculation (fig. 5).

The graph shows a significant dispersion of the values, manifesting itself in a standard deviation from the wind farm mean values of 16%, whereas the mean values of the energy yield calculated is 2% above the real values. If you deduct from this uncertainty the uncertainty of the operating data and of the wind index as indicated in fig.3, the result is a standard uncertainty of 13% for the results of the energy yield calculations.

These evaluations are based mainly on energy yield calculations of 1997 and further back, with the technology of that time and significantly less reference wind turbines available for comparison, i.e. a large part of the calculations was carried out exclusively on the basis of meteorological stations. Under these circumstances the standard uncertainty of 13% can be considered as low.

Fig. 5 illustrates the results of two typical wind turbine types. Whereas the actual results of the type A turbine apparently are systematically lower than the predicted values, it is the other way round with type B turbines. There is a certain correlation of this characteristic with the region, so that this characteristic cannot be allocated completely, but to a considerable extent to the type of wind turbine.

This shows the importance of power curve measurement and the necessity to request a guarantee for this basic characteristic of a wind turbine.

6. Energy Yield Calculation With Minimised Uncertainties

The uncertainties of an energy yield calculation can be effectively minimised by eliminating two important risk factors, the uncertainty in wind measurement and the uncertainty in power curve measurement. This is possible through a special constellation in which the manufacturer gives a

² DEWI normally applies a re-scaling and a site specific correction to the IWET-windindex. However, for the described investigation a site-specific wind index correction was not possible, only a re-scaling.

lichen auf das Risiko von Windschwankungen, die ihrerseits mit einem Wetterderivat abgemildert werden könnten.

Dieses verringerte Risiko kommt nicht nur dem Betreiber zugute, sondern auch dem Hersteller, da daraus aufgrund des geringeren Sicherheitsabschlages einen Marktvorteil seiner WEA erwächst und u.U. bestimmte Projekte oder Anlageformen erst mit einem solchen Konzept realisierbar werden.

Für den Hersteller stellt die Konstellation zudem eine gute Basis zur standortspezifischen Optimierung jeder einzelnen WEA dar und kann aufgrund eines Ausgleichseffektes der verschiedenen WEA des Windparks auch das Regressrisiko gegenüber der Variante einer Kennliniengarantie einer exemplarischen WEA vermindern.

7. Risikobewertung

Die Analyse der Unsicherheiten ist ein notwendiger Schritt zur Ermittlung der Risiken eines Projektes im Rahmen der Projektbewertung oder der Erstellung eines angepassten Finanzierungskonzeptes.

Das ermittelte Ertragsergebnis ist als das wahrscheinlichste Ergebnis und die Unsicherheit als Schwankungsbreite des zu erwartenden Ergebnisses (um das wahrscheinlichste Ergebnis) im Sinne einer Standardunsicherheit zu verstehen (Abb. 6).

Die kumuliert Häufigkeit stellt bei dieser Betrachtungsweise die **Unterschreitungswahrscheinlichkeit** eines Energieertrages dar, und damit ein Maß für das Risiko von Mindererträgen.

Ein für eine gewisse Planungssicherheit benötigter Abschlag im Energieertrag lässt sich nun durch Vorgabe des tolerierbaren Risikos aus der kumulierten Wahrscheinlichkeitsdichte berechnen.

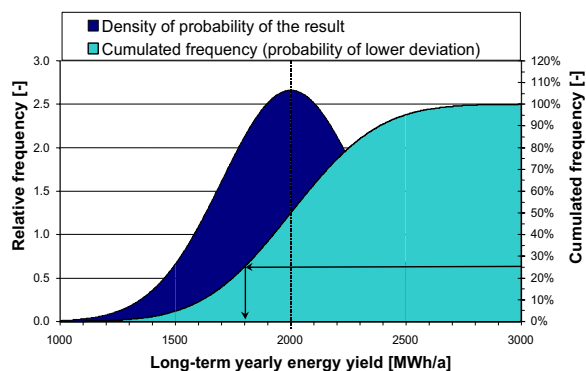


Abb. 6: Darstellung der (kumulierten) Wahrscheinlichkeitsdichte eines Energieertragsergebnisses.

Fig 6: (Cumulated) density of probability of an energy yield result.

warranty for the energy yield which depends on an installed wind measurement, which in turn is used as a basis for the energy yield prediction prior to the installation of the wind farm. By this constellation it is possible to reduce the overall uncertainty in the energy yield to under 10% (fig. 4).

A successful implementation and acceptance of such a constellation requires a solid and complete overall concept and, last but not least, a high amount of confidence in the capabilities and impartiality of the consultant in charge.

DEWI has implemented this approach in a concept which includes the contractual issues, the calculation of the necessary relations and power curves, the minimisation and careful definition and treatment of the remaining uncertainties as well as the provision of services and tools for monitoring the performance and the operation of the wind turbine.

The advantage of such a concept for the wind farm operator, apart from the reduced uncertainties and therefore a possibly reduced safety margin, is the ensured performance of the wind farm, with simple and transparent means of verification. The project risk is basically reduced to the risk of wind fluctuations, which in their turn can be mitigated by a weather derivative.

The reduced risk is of benefit not only to the wind farm operator but also to the manufacturer, because the smaller safety margin of his wind turbine will gain a lead over others on the market, and certain projects or types of investment perhaps can only be realised with such a concept.

For the manufacturer this constellation is also a suitable basis for the site-specific optimisation of each individual wind turbine. Because of the compensating effect of different wind turbines within a wind farm, this concept can also reduce the manufacturer's risk of liability compared to the option to guarantee the power curve of a single exemplary wind turbine.

7. Risk Assessment

The analysis of uncertainties is a necessary step in order to assess the risks in a project verification or when preparing a custom-made financing concept. The determined energy yield should be considered as the result with the highest probability and the uncertainty as standard uncertainty, which describes the variation width of the possible result around the most probable value (Abb. 6).

In this approach, the cumulated frequency represents the **probability of lower deviation** of an energy yield, and therefore a measure for the risk of reduced profits. A safety margin in the energy

Im Zuge einer Unsicherheitsanalyse werden also alle für eine fallspezifische Wahl eines Abschlagendes notwendigen Daten ermittelt. Neben der Analyse des Ertragsergebnisses werden in diese Betrachtung bei einer umfassenden Projektprüfung (Due Diligence) auch die technischen, vertragliche und weitere Risikofaktoren einbezogen.

8. Zusammenfassung

Die Ertragsberechnungen für Windparkprojekte ist mit Unsicherheiten verbunden, die von Fall zu Fall unterschiedlich sind. Pauschalannahmen oder eine Ignorierung der Unsicherheiten werden der Situation nicht gerecht. Durch sorgfältige Analyse der Einflussfaktoren können die Unsicherheiten fallspezifisch ermittelt werden. Das stellt die Grundlage für das Erkennen effizienter Handlungsansätze und für ein Risikomanagement des Projektes dar. Eine Unsicherheitsanalyse ist angezeigt zur Sicherstellung einer effektiven Projektplanung, zur Prüfung oder Unsicherheitsminimierung vorliegender Ertragsberechnungen und zur Überprüfung laufender Projekte. Durch entsprechende Ertrags-Absicherungskonzepte lassen sich die Unsicherheiten und damit der Sicherheitsabschlag minimieren und zudem das spätere Betreiberisiko erheblich reduzieren.

yield, which is necessary in order to achieve planning safety, can now be calculated by using the acceptable risk derived from the cumulated density of probability. In the course of an analysis of uncertainties therefore all relevant data needed for determining a specific safety margin are established. Besides an analysis of the energy yield, a comprehensive project verification (Due Diligence) also includes an analysis of the technical, contractual and other risk factors.

8. Summary

Energy yield assessments for wind farm projects include uncertainties which differ from case to case. Making estimates or ignoring the uncertainties altogether obviously will not do justice to the situation. By a careful analysis of the influencing factors it is possible to identify the uncertainties for each specific case. This is the basis for recognising efficient measures and for risk management. An analysis of uncertainties is recommended for ensuring effective project planning, for checking existing yield assessments or minimising their uncertainties, and for the verification of current projects. By adopting suitable concepts for securing the energy yield, the uncertainties and thus the safety margin can be minimised and also the future wind farm operator's risk can be reduced considerably.

9. Literatur / References:

- [1] I. Troen, E.L. Petersen: European Wind Atlas. Risø National Laboratory, Denmark, 1989.
- [2] IEA Recommendation 11: Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry, 1. Edition, 1999. Available on request from: B. Maribo Pedersen, Dept. of Energy Engineering, Building 404, Technical University of Denmark, DK-2800 Lyngby, Denmark.
- [3] V. Riedel, M. Strack, H.P. Waldl: Entwicklung verbesserter MCP-Algorithmen mit Parameteroptimierung durch Verteilungsanpassung Tagungsband der DEWEK '02, Wilhelmshaven, 2002.
- [4] Keiler, Häuser: Monatsinfo, Ingenieur-Werkstatt Energietechnik, 24594 Rade.
- [5] W. Winkler; M. Strack; A. Westerhellweg: Zuverlässige Methoden zur Normierung und Bewertung von Energieerträgen von Windparks, Tagungsband der DEWEK '02, Wilhelmshaven, 2002.
- [6] IEC: IEC61400-10 Wind turbine generator systems - Part 12: Wind turbine power performance testing, 1. Ed. 1998.
- [7] A. Albers, H. Klug, D. Westermann: Outdoor comparison of cup anemometers, proceedings of DEWEK 2000, Wilhelmshaven, 2000.
- [8] D. Heinemann, H.T. Mengelkamp, M. Strack, H.P. Waldl: Experiences with the Application of the Non-Hydrostatic Mesoscale Model GESIMA for assessing Wind Potential in Complex Terrain. Proceedings EWEC 99, Nice, 1999.
- [9] Tammelin, Bengt; Bergström, Hans; Botta, G. ; Douvikas, Dimitris; Hyvönen, Reijo; Rathman, Ole; Strack, Martin; Verification on wind energy predictions produced by WASP and some mesoscale models in European mountains. 2001 European Union Wind Energy Conference: Copenhagen, Denmark, 2-6 July 2001. - S. 678-685.
- [10] M. Strack: Unsicherheit von Ertragsprognosen - Verbesserung durch Strömungssimulation? Uncertainty of Energy Yield Prognoses - Can Computational Fluid Dynamics be a Solution? DEWI-Magazin (2002) 20, S. 68-70.
- [11] H. Klug: Die Bedeutung von Leistungskurven im Rahmen von Projektprüfungen, Tagungsband der DEWEK '02, Wilhelmshaven, 2002.
- [12] H. Klug: Wind Farm Financing: Lessons Learned from Contractual Issues Dealing with Energy Production Warranties. Global Wind Energy Conference, Paris, 2002.