

# Technical Guideline Part 6, Revision 9 – New Requirements for Energy Yield Assessments

Technische Richtlinie 6 in der Revision 9 - Neue  
Anforderungen zur Erstellung von Energieertrags-  
ermittlungen



S. Horodyvskyy

S. Horodyvskyy, T. Schorer; DEWI, Oldenburg

ENGLISH - DEUTSCH

On 22 September 2014 the Expert Committee on Wind Potential (FAWP) of the “Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien” (FGW e.V.) approved the Revision 9 of the Technical Guideline 6 “Determination of Wind Potential and Energy Production” [1]. The TR 6 was first published in 2004 with the aim to concretize the concept of the reference yield introduced under the Renewable Energy Sources Act (EEG) and to establish a standard for calculation. Since 2004 the TR 6 has been revised several times. The latest Revision No. 9, recently published, signifies a new dimension concerning the standard and procedures on which it is based.

The TR6 has become the most important standard for the determination of wind potential and energy yield in Germany. Within the scope of accreditations for determining wind potential and energy yield the TR 6 has been established as the relevant standard. Orientation on TR6 is therefore an important criterion for the acceptance of an energy yield assessment by banks and investors.

Whereas the previous revisions mainly described minimum standards regarding the documentation of a wind potential and energy yield assessment, Revision 9 contains important details which were not included in Revision 8. These are in particular the specific requirements for the

Am 22. September 2014 wurde durch den Fachausschuss Windpotenzial der Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien (FGW e.V.) die Revision 9 der Technischen Richtlinie 6 „Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen“ verabschiedet [1]. Die TR 6 wurde erstmals im Jahr 2004 herausgegeben mit dem Auftrag den im Rahmen des verabschiedeten EEG eingeführten Referenzertrag im Rahmen einer Richtlinie zu erläutern und einen Standard zur Berechnung zu schaffen. Seit 2004 erfuh die TR6 verschiedene Überarbeitungen, die mit der nun herausgegebenen Revision 9 eine neue Dimension hinsichtlich der zu Grunde gelegten Standards und Verfahren erfährt.

Die TR6 hat sich insbesondere in Deutschland zu dem maßgeblichen Standard bei der Bestimmung des Windpotenzials und Energieertrages für Windenergieanlagen entwickelt. Im Rahmen von Akkreditierungen zur Bestimmung des Windpotenzials und Energieerträgen wird die TR6 als relevanter Standard zu Grunde gelegt. Die Orientierung an der TR6 ist daher ein wesentliches Kriterium zur Akzeptanz einer Energieertragsermittlung bei Banken und Investoren. Verstanden sich die vorangegangenen Revisionen maßgeblich als Mindeststandards hinsichtlich der Dokumentation in einer Windpotenzial- und Energieertragsermittlung, so

representativeness of input data (wind measurements and operating data of wind turbines), requirements for calculation models, for the application of systematic losses and for the uncertainty assessment. Also new in the guideline are procedures and standards for the application of remote sensing systems such as LiDAR and SODAR and provisions for reduced yield due to temporary shutdowns and other technical production losses.

The present article summarizes the most important changes of the TR6, Rev. 9, and describes first experiences and discussions.

### **Representativeness of Input Data**

As a key issue of the new version of TR6 the representativeness of input data (wind measurement and operating data of wind turbines) was re-defined. The representativeness of a wind measurement or of production data of a wind turbine is largely dependent on the distance to the planned wind turbine site (horizontal component) and on the difference between the measuring height and the planned hub height (vertical component). In the new guideline, the horizontal component is seen particularly in connection with the orography of the surrounding terrain. In flat, non-complex terrain, approx. 10 km are still considered as representative according to the guideline (analogous to the MEASNET guideline of 2009 [2]), whereas in complex terrain a distance between input data and application site of approx. 2 km is regarded as representative. The terrain complexity is defined here according to the IEC guideline [3]. A site is also classified as complex terrain when the difference in height between the reference site and the planned site is more than 50 m.

This new definition takes into account the fact that especially in complex terrain the existing models often reach their limits.

What this means in practice, however, is that in future especially in complex terrain, without representative input data, wind measurements will be necessary in order to carry out an energy yield assessment in conformity with the guideline.

The maximum representativeness of the vertical component is reached when measurement height and planned hub height are identical. Therefore a minimum height of 2/3 of the planned hub height has been specified in the new guideline for wind measurements and for the hub heights of reference wind turbines.

Due to the reasonable limitation to 2/3 of the planned hub height for wind measurements or reference wind turbines, the use of remote sensing systems such as LiDAR will become increasingly necessary in future in order to gain more knowledge on the wind profile in the range between planned hub height and measurement height.

Furthermore the TR6 specifies that the operating data of a single wind turbine whose data cannot be verified by other sources, are normally not sufficient as only reference and therefore lead to an increased uncertainty in the assessment.

enthält die Revision 9 wesentliche Detaillierungen im Vergleich zu der vorherigen Revision 8. Hier sind insbesondere die konkretisierten Anforderungen zur Repräsentativität von Eingangsdaten (Windmessungen und Betriebsdaten von Windenergieanlagen (WEA)), die Anforderungen an die verwendeten Modelle sowie die Unsicherheitsbetrachtung zu nennen. Neu in der Richtlinie aufgeführt sind Verfahren und Standards für den Einsatz von Fernerkundungssystemen wie LIDAR oder SODAR und die Berücksichtigung von Mindererträgen aufgrund von temporären Abschaltungen sowie weitere technische Verluste.

Der vorliegende Artikel soll die wesentlichen Änderungen der TR6, Rev. 9, zusammenfassen und erste Erfahrungen und Diskussionen darstellen.

### **Repräsentativität von Eingangsdaten**

Als ein zentraler Punkt wurde in der TR 6 die Repräsentativität von Eingangsdaten (Windmessung sowie auch Betriebsdaten von WEA) neu formuliert. Die Repräsentativität einer Windmessung oder von Betriebsdaten einer Windenergieanlage sind maßgeblich abhängig von der Entfernung zum geplanten Standort (horizontale Komponente) sowie von dem Unterschied der Messhöhe zu der geplanten Nabenhöhe (vertikale Komponente). Die horizontale Komponente wird in der Richtlinie insbesondere in Zusammenhang mit der Orographie des umgebenden Geländes betrachtet. So sind (analog zur bereits 2009 verabschiedeten MEASNET Richtlinie [2]) in flachen, nicht komplexen Geländestrukturen ca. 10 km laut Richtlinie noch als repräsentativ anzusehen, während in komplexem Gelände eine Entfernung zwischen Eingangsdaten und Anwendungsstandort von ca. 2 km noch als vertretbar definiert ist. Die Geländekomplexität wird hier entsprechend der IEC- Richtlinie [3] definiert. Es liegt weiterhin ein komplexes Gelände vor, wenn der Höhenunterschied zwischen Standort der Referenz und dem geplanten Standort über 50 m beträgt.

Diese neuaufgenommene Festlegung ist insofern begrüßenswert, als insbesondere in komplexem Gelände die verfügbaren Modelle oftmals an ihre Grenzen stoßen und diesem Umstand nun auch im Rahmen der Richtlinie Rechnung getragen wird.

In der Praxis heißt dies aber auch, dass zukünftig insbesondere an komplexen Standorten ohne repräsentative Eingangsdaten Windmessungen notwendig sein werden, um eine Ertragsermittlung richtlinienkonform durchführen zu können.

Die Repräsentativität der vertikalen Komponente ist am höchsten, wenn Messhöhe und geplante Nabenhöhe identisch sind. Als Mindesthöhe für Windmessungen sowie auch für die Nabenhöhen von Vergleichs-WEA wird daher in der Richtlinie 2/3 der geplanten Nabenhöhe festgesetzt. Durch die sinnvolle Einschränkung auf 2/3 der geplanten Nabenhöhe der Windmessung bzw. der Vergleichs-WEA wird zukünftig der Einsatz von Fernerkundungssystemen wie z.B. LiDAR verstärkt notwendig sein, um weitergehende Erkenntnisse des Windgeschehens zwischen geplanter Nabenhöhe und Messhöhe zu gewinnen.

In order to minimize the effects of these aspects for the developer or investor during the planning process, it is recommended to engage a wind expert who can develop necessary additional measurement strategies to ensure a complete energy yield assessment based on TR6 and to minimize the uncertainties for the project.

The requirements for wind measurements and production data of reference wind turbines are described in detail in Revision 9, divided into several sub-categories. To discuss all of these aspects in detail would go beyond the scope of this article, but we would like to point out in particular the requirement that the duration of a wind measurement must be at least 12 consecutive months with a data availability of at least 80% for wind speed and wind direction measurement. It is also important to ensure that possible data gaps do not reduce the representativeness of the measurement. This applies analogously to the use of production data of wind turbines, although here no limit for the availability has been specified, but reference is made to the aspect of restrictions in operation to be taken into account.

### **Use of Remote Sensing Systems**

An important new feature of this Revision is the detailed description of the use of remote sensing systems (LiDAR and SoDAR). The guideline specifies basic requirements for remote sensing equipment and various areas of application.

A mandatory requirement for the use of a remote sensing system according to the guideline is to ensure that the systems are working accurately. TR6 demands for each type of device a once-only classification in which the sensitivity of the device to environmental variables such as turbulence or wind shear is analyzed and documented.

Furthermore a verification test on a met mast before, during and after the measurement campaign is defined as requirement. By means of a verification test the traceability of the signals of the remote sensing system to national standards of mast-mounted sensors is ensured.

Classification and verification tests are therefore pre-requisites for the use of remote sensing systems and have to be taken into account in the uncertainty analysis of an energy yield assessment.

With regard to the frequency of verification tests the guideline leaves some room for interpretation. The guideline demands that a verification test shall be performed before each measurement campaign and another test after a one-year campaign, but further on in the document it is mentioned that a verification test is to be performed at least every 2 years. This aspect requires further clarification. In DEWI's opinion a verification test should be carried out after 2 years of continuous operation of the system at the latest. Prior to each new campaign the equipment must be verified again in order to detect possible deviations and avoid measurement errors.

The new revision of the guideline now also allows the use of remote sensing systems as stand-alone measurement system. As with a met mast measurement, data have to be collected for a period of at least 12 months with a mini-

Weiterhin ist in der TR6 festgelegt, dass die Betriebsdaten einer einzelnen WEA, deren Daten nicht durch weitere Quellen verifiziert werden können, im Allgemeinen nicht als Referenz ausreichen und somit mit erhöhten Unsicherheiten in der Ermittlung belegt sind.

Um die Auswirkungen der genannten Aspekte im Planungs-verlauf für den Projektierer oder Investor zu minimieren, ist die frühzeitige Einbeziehung eines Windgutachters empfehlenswert, um eventuell notwendige zusätzliche Messstrategien zu entwickeln, die eine vollständige Ertragsermittlung auf Basis der TR6 ermöglichen und die Unsicherheiten der Energieertragsermittlung für das Projekt zu minimieren.

Die Anforderungen an Windmessungen sowie an Betriebsdaten von Referenz-WEA sind detailliert in der Revision 9 beschrieben und in verschiedene Teilbereiche untergliedert. Im Detail hier auf diese Aspekte einzugehen würde den Rahmen sprengen, es sei allerdings insbesondere auf den Aspekt hingewiesen, dass der Messzeitraum einer Windmessung mindestens 12 aufeinanderfolgende Monate mit einer Datenverfügbarkeit von mindestens 80% für die Windgeschwindigkeit und Windrichtungsmessung betragen muss. Hierbei ist auch sicherzustellen, dass trotz eventueller Datenlücken die Messung weiterhin repräsentativ bleibt. Dies gilt analog auch für die Verwendung von Betriebsdaten von WEA, wobei hier kein Grenzwert für die Verfügbarkeit festgelegt ist, sondern vielmehr auf den zu berücksichtigenden Aspekt von Betriebseinschränkungen eingegangen wird.

### **Einsatz von Fernerkundungsverfahren**

Eine wesentliche Neuerung in der vorliegenden Revision besteht in der detaillierten Beschreibung des Einsatzes von Fernerkundungssystemen (LiDAR bzw. SoDAR). Es werden in der Richtlinie grundsätzliche Anforderungen an Fernmessgeräte formuliert und verschiedene Einsatzbereiche dargestellt.

Als zwingend notwendiges Kriterium zum Einsatz eines Fernerkundungssystems ist laut Richtlinie die Genauigkeit der Geräte sicherzustellen. Hierfür ist nach TR6 für den Gerätetyp (einmalig) eine Klassifikation durchzuführen, in der die Sensitivität des Gerätes gegenüber Umgebungsvariablen wie z.B. Turbulenz oder Windscherung ermittelt und dokumentiert ist.

Weiterhin ist ein Verifikationstest an einem Messmast vor, während bzw. nach der Messkampagne durchzuführen. Im Rahmen eines Verifikationstests wird die Rückführbarkeit der Signale des Fernerkundungssystems auf nationale Normale der Sensoren am Mast sichergestellt.

Der Klassifikationstest sowie der Verifikationstest sind somit Voraussetzungen für den Einsatz von Fernerkundungssystemen und sind entsprechend in der Unsicherheitsbetrachtung in der Energieertragsermittlung mit einzubeziehen.

Hinsichtlich der zeitlichen Durchführung von Verifikationstests besteht in der Richtlinie ein gewisser Interpretationsspielraum. So wird einerseits ein Verifikationstest vor jeder Messkampagne bzw. auch ein weiterer nach einer einjährigen Kampagne gefordert, an anderer Stelle aber darauf

# WE KNOW WIND

## Due Diligence & Asset Management



### Get the service package you need



Project Development



Mergers and Acquisitions



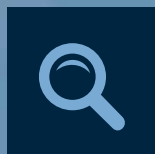
Project Execution



Life Time Extension



Pre-Financing



Inspections



Wind Farm Performance



Training

Contact the experts at:

[dewi@dewi.de](mailto:dewi@dewi.de) / [dewi.de](http://dewi.de)

a UL company

mum availability of 80% in order to obtain a reliable energy yield assessment.

With stand-alone applications it is necessary to differentiate if the measurement location is in flat and simple terrain or in complex terrain. Remote sensing systems, in contrast to anemometer point measurements, carry out measurements within a certain volume (assuming that the wind conditions within this volume are identical), and wind speed and direction are determined by computation. Because of these specific characteristics, measurement deviations are likely to occur in complex terrain especially due to vertically inclined air flow.

This measurement error can possibly be minimized or corrected by three-dimensional flow simulations or by automatic detection and correction provided by the systems themselves. The guideline requires, however, that such correction procedures must be documented, validated and be traceable. Furthermore, a correction is subject to uncertainties which have to be included in the evaluation. In view of the increased uncertainties connected with remote sensing and under consideration of the insufficient knowledge about the correction mechanisms available, DEWI recommends for complex terrain to use a mast measurement in addition to the remote sensing system. The height of the supplementary met mast does not have to meet the 2/3 hub height criterion, but it must be ensured that enough measuring heights are provided in order to carry out a vertical profile extrapolation.

The supplementary deployment of remote sensing systems next to a met mast or next to a wind turbine with a lower height than the specified 2/3 hub height can be used to obtain further information about the vertical wind profile in the course of an energy yield assessment and is described accordingly in the TR6. It is required that the minimum measurement period shall be at least 3 to 6 months. The measurement period also needs to be somehow representative for the whole year which can often be achieved during the months of spring or autumn. According to the guideline, the representativeness of the measurement period has to be ensured by correlation analyses.

The inclusion of remote sensing systems in revision 9 of the TR6 is an important milestone towards a harmonization of the standards for the application of remote sensing systems for energy yield assessments and in particular will lead to a better knowledge about the vertical wind profile and wind speeds at great hub heights.

### **Long-Term Extrapolation**

In the previous revision of the TR6 the most important requirements for long-term extrapolation have already been described briefly, including a verification of the reference period and a consistency check of the data based on other additional long-term data sources.

In the current revision 9 it has now been specified clearly that a long-term extrapolation should include at least the analysis of two long-term data sources that are independent from each other and have been checked for consistency. However, the guideline does not define that two or more data sources should be applied in the actual long-term extrapolation procedure.

verwiesen, dass ein Verifikationstest zumindest alle 2 Jahre durchzuführen ist. Dieser Aspekt bedarf einer weiteren Klärung. Nach Auffassung des DEWI ist der Verifikationstest spätestens nach 2 Jahren nach einem Dauereinsatz des Gerätes durchzuführen. Vor jeder neuen Kampagne ist das Gerät entsprechend zu verifizieren, um mögliche Abweichung zu detektieren, um damit auch verhindern, dass es zu fehlerhaften Messwerten kommt.

Durch die Richtlinie wird nun auch der Einsatz von Fernerkundungssystemen als alleiniges Messsystem ermöglicht. Hierbei gilt - ebenso wie bei einer Mastmessung - die Notwendigkeit, Daten von mindestens 12 Monaten mit einer Datenverfügbarkeit die mindestens 80% beträgt, sicherzustellen, um eine belastbare Ertragsermittlung zu erstellen. Beim stand-alone Einsatz gilt es allerdings zu unterscheiden, ob sich der Anwendungsstandort in flachem und einfachem Gelände oder in komplexen Geländestrukturen befindet. Vor dem Hintergrund der Spezifika von Fernerkundungssystemen, die im Vergleich zu punktförmigen Anemometermessungen Messungen in einem bestimmten Volumen durchführen (unter der Annahme von identischen Windbedingungen in diesem Volumen) und durch Berechnungen die Windgeschwindigkeit und Richtung ermitteln, kann es in komplexen Geländestrukturen insbesondere aufgrund von Schräganströmungen zu Abweichungen in den Messwerten kommen.

Durch dreidimensionale Strömungsmodelle oder automatische Detektion und Korrektur durch die Geräte selbst kann dieser Messfehler unter Umständen minimiert oder korrigiert werden. Es ist allerdings in der Richtlinie festgehalten, dass entsprechende Korrekturverfahren dokumentiert, validiert und nachvollziehbar sein müssen. Weiterhin ist eine Korrektur mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet, die entsprechend mit in die Auswertung einbezogen werden müssen.

Vor dem Hintergrund der damit verbundenen erhöhten Unsicherheiten und der noch geringen Erkenntnisdichte der verfügbaren Korrekturmechanismen ist nach Auffassung des DEWI die Ergänzung eines Fernerkundungssystems mit einer Mastmessung in komplexen Geländestrukturen empfehlenswert. Die Höhe des ergänzenden Messmastes muss dabei nicht das 2/3-Nabenhöhe-Kriterium erfüllen, sondern vielmehr sicherstellen, dass genügend Messhöhen vorhanden sind um eine vertikale Profilextrapolation durchführen zu können.

Der ergänzende Einsatz von Fernerkundungssystemen neben einem Messmast oder auch neben einer WEA mit einer geringeren als der vorgeschriebenen 2/3-Nabenhöhe kann zu weiteren Erkenntnissen über das vertikale Windprofil im Rahmen einer Energieertragsermittlung herangezogen werden und wird entsprechend in der TR6 beschrieben. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass mindestens ein Messzeitraum von 3 bis 6 Monaten vorliegt. Weiterhin muss der Messzeitraum eine gewisse Jahresrepräsentativität aufweisen, die in einer Vielzahl der Fälle in den Übergangsmo-naten des Frühjahrs oder des Herbsts erreicht werden kann. Die Repräsentativität des Messzeitraumes muss laut Richtlinie entsprechend durch Korrelationsuntersuchungen sichergestellt werden.

Due to this lack of concreteness the guideline leaves room for interpretation with regard to the use of long-term data sources and analysis of uncertainties. As a general rule, long-term extrapolations based on a single, unverified data source are subject to a high degree of uncertainty. For a long-term extrapolation therefore several available data sets should be evaluated.

As already explained in previous publications by DEWI [4], [5], the verification of the consistency of the reference period and the actual correlation with the short-term data is decisive for the choice of a data source, and not the intention to achieve an error reduction based on a number of possible indices. The independence of the data sources from each other also has not been defined clearly enough. Currently it can be observed that data sources, which are partly based on identical input data but having different denominations and different spatial resolutions are averaged or weighted against each other. We would like to point out here that such a practice does not necessarily improve the quality of a long-term extrapolation.

### Losses

A new section included in the TR6 deals with the topic Systematic Losses. The guideline now provides a modified definition of the gross and net energy yield. The gross energy yield is defined as the yield of a wind turbine without any losses (also without losses due to wake effects (wind farm efficiency)), and the net energy yield is defined as the yield including all losses, but without safety margin or the consideration of a defined exceedance probability. Whereas in energy yield assessments conducted outside of Germany it is standard practice to identify systematic losses, in Germany these were not taken into account or discussed to a great extent, and the procedure was mostly restricted to identifying yield reductions due to possible operating restrictions (e.g. official requirements) and did not include a concrete identification of the losses in order to determine the net energy output.

Generally, losses have to be deducted from the energy yield calculated and are defined, if possible, on a project-specific basis. A distinction should be made between the losses calculated in detail in the course of an energy yield assessment (like wake effects, icing or noise reduced operation etc.) and those losses normally defined externally (availability, scheduled maintenance of wind turbines and substations, electrical losses).

The current guideline includes a list of all types of possible losses. Many of these are described only for the sake of completeness and are more or less irrelevant for most projects or represent assumptions that cannot be defined precisely. This applies for example to the aspect of "sub-optimal operation" of a wind turbine. As a general rule, energy yield assessments based on energy yields of reference wind turbines already include most of the possible losses, and these do not have to be applied again.

Die Einbeziehung von Fernerkundungsmessverfahren in die TR6 im Rahmen der Revision 9 ist ein wichtiger Meilenstein zur Harmonisierung der Standards zum Einsatz von Fernerkundungssystemen im Rahmen einer Energieertragsermittlung und führt insbesondere zu genaueren Erkenntnissen des vertikalen Windprofils sowie der Windgeschwindigkeiten in hohen Nabenhöhen.

### Langzeitnormierung

Bereits in der vorangegangenen Revision der TR6 wurden die wichtigsten Anforderungen zur Langzeitnormierung der verwendeten Kurzzeitdaten kurz dargestellt, darunter auch eine Verifizierung des Bezugszeitraumes und der Konsistenz der verwendeten Langzeitdaten anhand weiterer zusätzlicher Langzeitdatenquellen.

Im Gegensatz hierzu ist in der Revision 9 deutlich formuliert, dass bei der Langzeitnormierung mindestens zwei, voneinander unabhängige und auf Konsistenz geprüfte Langzeitdatenquellen verwendet und dargestellt werden sollen, jedoch nicht definiert, dass auch beide oder mehrere Datenquellen auch bei der eigentlichen Langzeitnormierung angewendet werden sollen.

Aufgrund dieser fehlenden Konkretisierung bietet die Richtlinie Auslegungsspielraum hinsichtlich des Umgangs mit den Langzeitdatenquellen sowie der Abbildung der Unsicherheiten. Generell gilt: Eine Langzeitnormierung auf Basis einer einzigen und nicht verifizierten Datenquelle ist mit hohen Unsicherheiten behaftet. Es sind daher im Rahmen der Langzeitnormierung mehrere verfügbare Datensätze auszuwerten.

Wie jedoch bereits in vergangenen Veröffentlichungen durch DEWI [4], [5] verdeutlicht wurde, ist hier vielmehr die Verifizierung der Konsistenz des Bezugszeitraumes und die tatsächliche Korrelation mit den Kurzzeitdaten zur Wahl einer Datenquelle entscheidend und weniger der Ansatz anhand einer Vielzahl von möglichen Indices eine Fehlerreduktion betreiben zu wollen. Auch der Bereich der Unabhängigkeit der Datenquellen zueinander ist nicht definiert. Aktuell ist zu beobachten, dass teilweise auf identischen Eingangsdaten beruhende Datenquellen mit unterschiedlichen Bezeichnungen und unterschiedlicher räumlicher Auflösung zueinander gemittelt oder gewichtet werden. Es sei an dieser Stelle darauf verwiesen, dass eine solche Vorgehensweise die Qualität einer Langzeitnormierung nicht zwangsläufig erhöht.

### Verluste

Ein neu aufgenommenen Bereich in der TR6 stellt das Thema Systematische Verluste dar. So wurde nun erstmals in der Richtlinie der Brutto- und Nettoenergieertrag dahingehend neu definiert, dass der Brutto-Energieertrag den Ertrag einer WEA ohne jeglichen Verlust darstellt (auch ohne Abschattungsverluste durch den Parkwirkungsgrad), der Nettoenergieertrag definiert sich durch den Ertrag inkl. aller auftretenden Verluste, jedoch ohne Sicherheitsabschlag.

Während es bei Ertragsermittlungen außerhalb Deutschlands gängige Praxis ist, die systematischen Verluste im Energieertrag anzugeben, so ist dieses in Deutschland bis

## Modeling

The section Modeling Wind Conditions mainly describes the existing modeling and computation methods used in the course of an energy yield assessment.

The most important requirement is that the computation method must be suitable and validated for the respective site. Suitability and restrictions for the use of the model therefore depend on the site-specific conditions and are to be evaluated and taken into account by the expert. In the guideline none of the existing computation methods is rated better or more suitable, nor does it define according to which criteria the method should be selected.

Furthermore some requirements for the documentation of the used computation methods and of the performed validation procedure are defined.

With regard to the modeling of the wind farm efficiency the guideline specifies that for the calculation of the wake effects, neighboring wind turbines within a radius of at least 20D should be taken into account, which is completely sufficient for onshore sites. The recommended radius of 50D would be more suitable in the offshore area. When a wind measurement is available, it is recommended additionally to take into account the site specific turbulence intensity when calculating the wake effects. This is done in the course of the wind farm calculation by adapting the parameters for the calculation of the wake and the shading effects of the wind turbines. It should also be noted that when taking into account the turbulence intensity it is possible to model the shading effects site-specifically and basically more accurate, but other factors such as the extension of the wind farm also need to be considered. A simplified adaptation of the wake based only on the turbulence intensity therefore needs to be applied with caution.

## Uncertainty Analysis

Important elements of an uncertainty analysis were already identified in the previous revision and defined as necessary parts of each energy yield assessment. The main amendment in comparison to the previous revision is that the four areas of uncertainty listed in the earlier edition are now divided further into several sub-categories, and a fifth area of uncertainty – energy loss factors – was introduced additionally.

The overall uncertainty thus is composed of these five different uncertainty categories which have to be assessed and determined adequately for each individual project. This overall uncertainty is defined as the standard uncertainty. As in the previous revision, the current guideline does not specify a uniform procedure for determining the uncertainties. As before, the uncertainties of an energy yield assessment can be determined based on experience, or mathematically based on statistical parameters.

Taking into account energy loss factors, such as temporary shutdowns for the protection of bats, as an additional source of uncertainty can be considered as useful if the losses were calculated on the basis of the input data for and within a site-specific energy yield assessment. On the other hand we would like to point out that the so-called

jetzt nur wenig dargestellt oder kommentiert worden und beschränkte sich zumeist auf die Ausweisung von berechneten Mindererträgen durch mögliche Betriebseinschränkungen (z.B. Genehmigungsaufgaben), nicht jedoch auf einer konkreten Erfassung der Verluste zur Bestimmung des Nettoenergieertrages.

Generell stellen Verluste Abschlüsse auf den berechneten Energieertrag dar und diese sind, wenn möglich, projektspezifisch zu definieren. Hierbei muss zwischen den Verlusten unterschieden werden, die im Rahmen einer Ertragsberechnung im Detail berechnet werden (Abschattungsverluste, Vereisung oder auch schallreduzierter Betrieb etc.) und den Verlusten, die in der Regel extern definiert werden (Verfügbarkeit, geplante und vorgesehene Wartung von WEA und UW, elektrische Verluste).

In der aktuellen Richtlinie findet sich hierzu eine Aufzählung aller möglichen Verlustquellen. Eine Vielzahl davon sind jedoch lediglich aus Gründen der Vollständigkeit beschrieben und bei den meisten Projekte eher irrelevante Größen oder stellen Betriebsannahmen dar, die nicht exakt definiert werden können. Dies trifft z.B. auf den Aspekt des „sub-optimalen Betriebes“ der WEA zu. Grundsätzlich gilt: Bei Ertragsermittlungen unter Verwendung von Erträgen von Referenz-WEA sind ein Großteil der Verluste bereits enthalten und müssen nicht erneut angewendet werden.

## Modellierung

Der Abschnitt Modellierung der Windverhältnisse beschreibt maßgeblich existierende Modellierungs- bzw. Berechnungsverfahren, die im Rahmen einer Ertragsermittlung zum Einsatz kommen können.

Die wesentliche Anforderung besteht darin, dass das Berechnungsverfahren für den Standort geeignet und validiert sein soll. Die Eignung und die Einschränkungen beim Einsatz des Modells sind somit von den Standortbedingungen abhängig und sollen durch den Gutachter entsprechend bewertet und berücksichtigt werden. Hierbei wird keines der existierenden Berechnungsverfahren als besser oder brauchbarer bewertet, ebenfalls definiert die Richtlinie nicht, nach welchen Kriterien das geeignete Verfahren auszuwählen ist.

Weiterhin werden nun die Anforderung an die Dokumentation der verwendeten Berechnungsverfahren und der durchgeführten Validierung im Detail definiert.

Hinsichtlich der Modellierung des Parkwirkungsgrades wird konkretisiert, dass bei der Berechnung der Abschattungseffekte benachbarte WEA in einem Umkreis von mind. 20D zu berücksichtigen sind, was für Onshore-Standorte vollkommen ausreichend ist. Der empfohlene Umkreis von 50D würde vielmehr im Offshore-Bereich sinnvoll sein.

Zusätzlich wird empfohlen, beim Vorliegen einer Windmessung die am Standort bestimmte Turbulenzintensität bei der Berechnung der Abschattungseffekte zu berücksichtigen. Dieses geschieht im Rahmen der Parkberechnung durch eine Anpassung der Parameter für die Berechnung der Nachlaufströmung und der Abschattungseffekte der WEA. Es ist hierbei ergänzend anzumerken, dass bei der Berücksichtigung der Turbulenzintensität die Abschattungseffekte standortabhängig und prinzipiell genauer

# OFFSHORE WIND INDUSTRY bekommt Zuwachs!

Das Printmagazin OFFSHORE WIND INDUSTRY erscheint vier Mal im Jahr – und bekommt jetzt eine digitale Tochter: owi\_digital informiert ab 2015 jeweils am letzten Freitag eines Monats über alles Wichtige, was die Offshore-Windbranche im zurückliegenden Monat bewegt hat.

- ✓ owi\_digital führt Sie durch den Sumpf an Pressemitteilungen und Newslettern zu den wirklich relevanten Themen!
- ✓ owi\_digital bietet darüber hinaus exklusive Inhalte, die extra für owi\_digital produziert werden!

Mit owi\_digital bekommen Sie ab 2015 jeweils am letzten Freitag eines Monats die wichtigsten Nachrichten und Informationen aus der Offshore-Windbranche bequem in Ihren Postfacheingang.

## kurz - kompakt - kostenlos

Gleich anmelden auf [www.offshorewindindustry.com](http://www.offshorewindindustry.com)

Sie möchten über eine Anzeige in owi\_digital die Offshore-Windbranche erreichen?

Dann kontaktieren Sie bitte Martin Haase, Tel. 0521-595 590, [martin.haase@offshorewindindustry.com](mailto:martin.haase@offshorewindindustry.com)

offshore  
WIND INDUSTRY



ab 2015



# The OFFSHORE WIND INDUSTRY family is growing!

The print magazine OFFSHORE WIND INDUSTRY appears four times a year – and now it has a digital child on the way. Starting in 2015, on the last Friday of every month owi\_digital will bring you up to date on all of the news that has moved the offshore wind industry in the preceding month.

- ✓ owi\_digital guides you through the swamp of press releases and newsletters to the truly relevant topics.
- ✓ owi\_digital also offers you exclusive content produced especially for owi\_digital.

With owi\_digital you'll get the most important offshore wind industry news and information conveniently delivered to your mailbox on the last Friday of every month starting in 2015.

## concise - compact - and free!

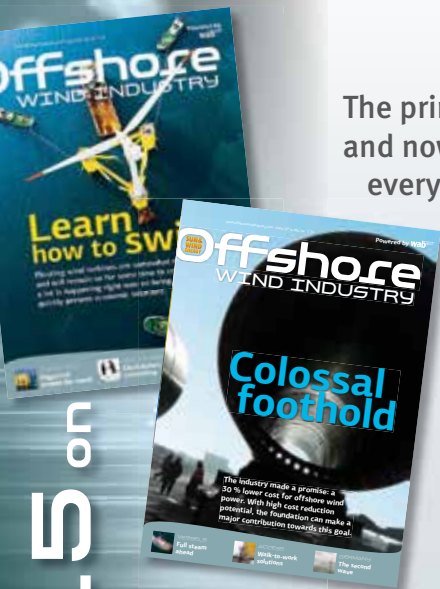
Subscribe now at [www.offshorewindindustry.com](http://www.offshorewindindustry.com)

Want to reach the offshore wind industry with an advert in owi\_digital? Just contact Martin Haase at +49 521-595 590, [martin.haase@offshorewindindustry.com](mailto:martin.haase@offshorewindindustry.com)

offshore  
WIND INDUSTRY



from 2015 on





systematic losses, such as technical non-availability of the wind turbine, should not be included additionally in the uncertainty analysis because these factors are mostly stipulated in the contract and do not depend on the quality of input data or computation methods.

## Conclusion

The current Revision 9 of the TR6 is much more concrete in many areas and contains more detailed requirements for wind potential and energy yield assessments in general. The objective to harmonize the procedures for energy yield assessments, have been followed in a consequent and clear way. In particular the stipulations on the representativeness of input data and on the use of remote sensing systems have established a solid basis to achieve this aim. These changes are considered as necessary according to DEWI's viewpoint and will lead to a more understandable and comparable situation for many wind farm projects where several energy yield calculation reports are available. However, it cannot be ruled out completely, that some provisions of the guideline may have to be specified further in order to avoid diverging interpretations.

## References / Referenzen:

- [1] FGW e.V.- Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien: Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6 „Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen“, Revision 9, Berlin, 22.09.2014
- [2] MEASNET; Evaluation of Site Specific Wind Conditions, Version 1, November 2009
- [3] International Electrotechnical Commission (IEC): Wind turbines – Part 1: Design requirements. Edition 3.0, Amendment 1, 2010-10, 2010
- [4] W. Winkler; M. Strack; A. Westerhellweg: Normierung und Bewertung von Winddaten und Energieerträgen von Windparks, DEWI-Magazin Nr. 23, August 2003, Wilhelmshaven.
- [5] W. Winkler; M. Strack: The Wind Index Story - or: The Challenge of Determining 100%, Tagungsband der DEWEK 2004, Wilhelmshaven, 2004.

### List of Advertisers

Adolf Thies, Göttingen	19
BVA Bielefelder Verlag GmbH & Co. KG	13
Bremer Landesbank, Bremen	U2
DEWI, Wilhelmshaven	9,25,55,U4
GWU-Umwelttechnik, Erftstadt	33
smart dolphin GmbH, Hamburg	51
UL, Northbrook, USA	U3
Wilmers Messtechnik, Hamburg	33

modelliert werden können, jedoch müssen dabei weitere Faktoren, wie z.B. die Ausdehnung des Windparks zusätzlich berücksichtigt werden. Eine vereinfachte Anpassung der Nachlaufströmung lediglich auf Grundlage der Turbulenzintensität ist daher vorsichtig anzuwenden.

## Unsicherheitsbetrachtung

Wesentliche Elemente einer Unsicherheitsbetrachtung wurden bereits in der vorangegangenen Revision festgehalten und als notwendiger Bestand jeder Ertragsermittlung definiert. Die Änderung zu der vergangenen Revision besteht maßgeblich darin, dass die bereits zuvor genannten 4 Unsicherheitsquellen stärker in mehrere Unterkomponenten untergliedert wurden und eine weitere Unsicherheitsquelle – Energieverlustfaktoren – eingeführt wurde. Die Gesamtunsicherheit setzt sich somit aus 5 Teilunsicherheiten, die projektspezifisch und angemessen abzuschätzen bzw. zu ermitteln sind, zusammen. Diese wird als Standardunsicherheit definiert. Wie bereits zuvor wird auch aktuell kein einheitliches Verfahren zur Bestimmung der Teilunsicherheiten dargelegt. Die Unsicherheiten einer Ertragsermittlung können somit weiterhin auf Erfahrungswerten oder auch mathematisch anhand von statistischen Kennzahlen ermittelt werden.

Die Berücksichtigung von Energieverlustfaktoren, wie z.B. Abschaltungen zum Schutz von Fledermäusen, als zusätzliche Unsicherheitsquelle ist als sinnvoll zu erachten, wenn die Verluste auf Basis der Eingangsdaten projekt- und standortspezifisch im Rahmen der Ertragsermittlung berechnet wurden. Auf der anderen Seite ist darauf hinzuweisen, dass die angenommenen systematischen Verluste, wie z. B. die technische Nichtverfügbarkeit der WEA, nicht zusätzlich in die Unsicherheitsbewertung eingehen sollten, da diese Größen zum Teil vertraglich definiert werden und nicht von der Qualität der Eingangsdaten bzw. Berechnungsmethoden abhängig sind.

## Fazit

Die nun gültige Revision 9 der TR6 beinhaltet eine Vielzahl an Konkretisierungen und im Vergleich zur Vorgängerversion detailliertere Anforderungen zur Erstellung von Windpotenzial- und Energieertragsermittlungen. Durch die erweiterten Standards ist eine Vereinheitlichung hinsichtlich der Erstellung von Ertragsermittlungen angestrebt. Insbesondere bilden die Festlegungen zur Repräsentativität von Eingangsdaten sowie zum Einsatz von Fernerkundungssystemen hierfür eine solide Basis. Diese Änderungen sind nach Auffassung von DEWI notwendig und werden generell zu mehr Transparenz und besserer Vergleichbarkeit zwischen den Ertragsermittlungen verschiedener Gutachter bei vielen Windparkprojekten führen.

Dass unter Umständen unterschiedliche Auslegungen der Richtlinie in bestimmten Punkten noch konkretisiert werden müssen, ist dabei allerdings nicht gänzlich auszuschließen.