

# Technische Richtlinien

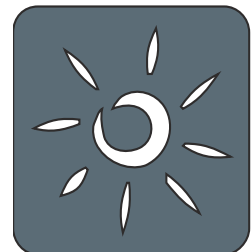
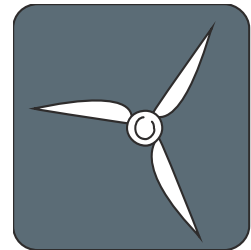
## für Windenergieanlagen

### Teil 6

### Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen

Revision 9

Stand 22.09.2014



Herausgeber:

FGW e.V.

Fördergesellschaft Windenergie und  
andere Erneuerbare Energien

# Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen

Revision 9  
Stand 22.09.2014

Herausgeber

FGW e.V.

Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien

Oranienburger Str. 45, 10117 Berlin

Fon +49 (0)30 30 10 15 05 – 0

Fax +49 (0)30 30 10 15 05 – 1

E-Mail [info@wind-fgw.de](mailto:info@wind-fgw.de)

Internet [www.wind-fgw.de](http://www.wind-fgw.de)

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die nicht ausdrücklich vom Urheberrecht zugelassen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung des Herausgebers. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Bearbeitungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

## **Folgende Teile der Technischen Richtlinien der FGW sind erhältlich:**

- Teil 1:** Bestimmung der Schallemissionswerte
- Teil 2:** Bestimmung von Leistungskurve und standardisierten Energieerträgen
- Teil 3:** Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und –anlagen am Mittel-, Hoch-, und Höchstspannungsnetz
- Teil 4:** Anforderungen an die Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und –anlagen
- Teil 5:** Bestimmung und Anwendung des Referenzertrages
- Teil 6:** Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen
- Teil 7:** Betrieb und Instandhaltung von Kraftwerken für erneuerbare Energien
  - Rubrik A:** Allgemeiner Teil
  - Rubrik B3:** Fachspezifische Anwendungserläuterungen zur Überwachung und Überprüfung von Gründungs- und Tragstrukturen (GuT) bei Windenergieanlagen
  - Rubrik D2:** Zustands-Ereignis-Ursachen-Schlüssel für Erzeugungseinheiten (ZEUS)
  - Rubrik D3:** Globales Service Protokoll (GSP)
  - Rubrik D3 – Anhang A:** XML-Schemadokumentation
- Teil 8:** Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und –anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz
- Teil 9:** Bestimmung der Hochfrequenten Emissionen von regenerativen Energieerzeugungseinheiten

## Vorwort

Die vorliegende Richtlinie beschreibt Verfahren zur Bestimmung des Windpotenzials und der Energieerträge an Standorten von Windenergieanlagen (WEA). Weiterhin wird in Anhang A der vorliegenden Richtlinie die Führung des sog. 60%-Referenzertrags-Nachweises beschrieben. Dieser Nachweis war im Rahmen des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) in den Jahren 2004 bis 2011 erforderlich, um für Windenergieanlagen eine Vergütung nach EEG für den eingespeisten Strom zu beziehen.

Der FGW Fachausschuss Windpotenzial (FAWP) hat beschlossen, die Technische Richtlinie Teil 6 (TR6) fortzuschreiben, da sie als Grundlage für Gutachten zur Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen weiterhin Bestand haben soll. Das in Anhang A aufgeführte Prüfverfahren für den Referenzertrags-Nachweis bleibt zur Sicherung der Durchführbarkeit und Konsistenz für den Bedarfsfall weiterhin Bestandteil der Richtlinie. Der FAWP hat die nun vorliegende TR6 Rev.9 entwickelt und am 22.09.2014 verabschiedet.

Wesentliche Neuerungen betreffen z.B. Aussagen zur Repräsentativität von Windmessungen und Vergleichs-WEA, zur Anwendung der Fernerkundungsmethoden LIDAR und SODAR, Anforderungen an die Modellierung mit den nunmehr vorhandenen unterschiedlichen numerischen Modellen, die Berechnung von Mindererträgen durch Abweichungen vom optimalen Betriebszustand von WEA und detailliertere Anforderungen an die Unsicherheitsbetrachtung. Dies wurde in der TR6 Rev. 8 bisher nicht erfasst. In der aktuellen Version werden die derzeit gängigen Methoden beschrieben.

Über die Ermittlung des Windpotenzials und der Energieerträge ist ein Bericht, dessen wesentliche Ergebnisse nach den in dieser Richtlinie angegebenen Verfahren ermittelt werden, anzufertigen.

Die inhaltliche Gestaltung der Technischen Richtlinien obliegt den entsprechenden Fachausschüssen und ihren Arbeitskreisen. Die Richtlinie wurde von verschiedenen Interessengruppen erarbeitet, in vielen Detailfragen abgestimmt und im Konsens verabschiedet. Im Fall der Verwendung von nicht geschlechtsneutraler Sprache ist es nicht die Absicht des Fachausschusses einzelne Geschlechter zu diskriminieren. An der Erstellung dieser Richtlinien in den Arbeitskreisen waren beteiligt: Unabhängige Messinstitute, Herstellerfirmen von Erzeugungseinheiten und deren Komponenten, Institute und Hochschulen, Ingenieurbüros, Zertifizierungsstellen, akkreditierte Personen/Institutionen, die Gutachten erstellen sowie die Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien (FGW e.V.).

## Inhaltsverzeichnis

<b>Verwendete Abkürzungen .....</b>	<b>iv</b>
<b>Symbole und Einheiten .....</b>	<b>v</b>
<b>Begriffe und Definitionen.....</b>	<b>vi</b>
<b>1 Allgemeines .....</b>	<b>1</b>
1.1 Anwendungsbereich .....	1
1.2 Normative Verweise .....	1
<b>2 Bestimmung von Windpotenzial und Energieertragsberechnung .....</b>	<b>2</b>
2.1 Standortbesichtigung .....	3
2.2 Anforderungen an Winddaten, die am Standort gemessen wurden .....	4
2.2.1 Anforderungen an Windmessungen.....	4
2.2.1.1 Allgemeine Anforderungen .....	4
2.2.1.1.1 Repräsentativität.....	4
2.2.1.1.2 Messdauer.....	5
2.2.1.1.3 Qualitätskontrolle .....	5
2.2.1.1.4 Verwendung der Messdaten.....	6
2.2.1.2 Anforderungen an Windmessungen mit Windmessmasten .....	7
2.2.1.3 Anforderungen an Windmessungen mit Fernmessverfahren.....	8
2.2.1.3.1 Anforderungen an das Fernmessgerät.....	8
2.2.1.3.2 Windmessungen alleine auf Basis von Fernmessverfahren .....	10
2.2.1.3.3 Windprofilmessungen für den Zweck der Höhenextrapolation der Windgeschwindigkeit .....	11
2.2.1.3.4 Windmessungen für den Zweck der besseren räumlichen Abdeckung eines Windparkareals.....	13
2.2.2 Anforderungen an Vergleichs-WEA .....	14
<b>2.3 Anforderungen an Verfahren zur Langzeiteinordnung .....</b>	<b>16</b>
2.3.1 Kurzzeitdaten .....	17
2.3.2 Langzeitdaten / Bezugsdaten.....	17
2.3.3 Abgleichzeitraum .....	18
2.3.4 Bezugszeitraum.....	19
2.3.5 Verfahren zur Durchführung des Langzeitabgleichs.....	19
<b>2.4 Modellierung der Windverhältnisse.....</b>	<b>20</b>
<b>2.5 Modellierung Parkwirkungsgrad .....</b>	<b>22</b>
<b>2.6 Energieertragsberechnung .....</b>	<b>22</b>
2.6.1 Bruttoenergieertrag.....	22
2.6.2 Energieverlustfaktoren .....	23

2.6.2.1	Abschattungseffekt .....	24
2.6.2.2	Verfügbarkeit .....	25
2.6.2.3	Elektrische Effizienz .....	25
2.6.2.4	Leistungsverhalten der WEA .....	25
2.6.2.5	Umgebungsbedingungen .....	26
2.6.2.6	Leistungseinschränkungen .....	27
2.6.3	Bewertung der Verluste .....	27
<b>2.7</b>	<b>Unsicherheitsanalyse .....</b>	<b>28</b>
2.7.1	Winddatenbasis .....	28
2.7.1.1	Windmessung .....	28
2.7.1.2	Vergleichsanlagen .....	29
2.7.1.3	Langzeitdaten und -bezug .....	29
2.7.2	Modellierung Windfeld .....	29
2.7.3	Modellierung Parkwirkungsgrad .....	30
2.7.4	Eingangsdaten WEA .....	30
2.7.5	Energieverlustfaktoren .....	30
2.7.6	Kombination der Unsicherheiten .....	31
2.7.7	Übersicht über die mindestens zu bestimmenden und zu dokumentierenden Unsicherheiten .....	31
<b>3</b>	<b>Format der Berichte .....</b>	<b>32</b>
<b>3.1</b>	<b>Formale Berichtsvorgaben .....</b>	<b>32</b>
<b>3.2</b>	<b>Inhaltliche Berichtsvorgaben .....</b>	<b>32</b>
<b>3.3</b>	<b>Dokumentation Langzeitbezug .....</b>	<b>33</b>
<b>3.4</b>	<b>Dokumentation der Windmessung .....</b>	<b>33</b>
<b>3.5</b>	<b>Mindestangaben im Fall von Windmessungen .....</b>	<b>34</b>
<b>3.6</b>	<b>Mindestangaben bei Verwendung von Betriebsdaten .....</b>	<b>34</b>
<b>3.7</b>	<b>Dokumentation Modellierung .....</b>	<b>35</b>
<b>3.8</b>	<b>Dokumentation Modellierung Parkwirkungsgrad und Energieertrag .....</b>	<b>35</b>
<b>Anhang A</b>	<b>60%-Referenzertrag-Nachweis gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2009) .....</b>	<b>36</b>
<b>Anhang B</b>	<b>Dokumentation von Windmessungen .....</b>	<b>39</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>42</b>

## Verwendete Abkürzungen

BWE	Bundesverband Windenergie e.V.
CFD	Computational Fluid Dynamics
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
DKD	Deutscher Kalibrierdienst
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V.
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
MEASNET	Measuring Network of Wind Energy Institutes
Rev.	Revision
TR	Technische Richtlinie
ü.Gr.	über Grund
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
WEA	Windenergieanlage(n)

## Symbole und Einheiten

Symbol	Bedeutung	Einheit
A	Rotorkreisfläche einer WEA	m <sup>2</sup>
C <sub>p</sub>	Leistungsbeiwert	
D	Rotordurchmesser	m
E	Energieertrag	kWh
E <sub>frei</sub>	Energieertrag, der für die WEA am Standort bestimmt wurde (freie Anströmung)	kWh
h <sub>N</sub>	Nabenhöhe der WEA	m
P	Leistung einer WEA	kW
R	Referenzertrag	kWh
ρ	Standardluftdichte	kg/m <sup>3</sup>
U <sub>Efrei</sub>	Relative Unsicherheit des ermittelten Energieertrages E <sub>frei</sub> (Verhältnis von absoluter Standardunsicherheit zu Energieertrag)	%
v	Windgeschwindigkeit	m/s
VER	Verhältnis zwischen Energieertrag am WEA-Standort (E <sub>frei</sub> ) und Referenzertrag (R)	%



## Begriffe und Definitionen

Für die Anwendung dieser Richtlinie gelten die folgenden Begriffe in Anlehnung an DIN IEC 60050 Teil 415, „Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch – Deutsche Ausgabe“:

**Ertrag:** Im Sinne dieser Richtlinie gleich Energieertrag.

**Energieertrag:** Energieerzeugung einer Windenergieanlage (WEA) oder mehrerer WEA.

**Bruttoenergieertrag** (auch freier Energieertrag): Mittlere, innerhalb eines Jahres zu erwartende Energieerzeugung einer oder mehrerer WEA, die sich auf Grundlage des in Nabenhöhe ermittelten Windpotenzials mit einer spezifischen Leistungskurve ohne jegliche Abschläge ergibt.

**Freie Anströmung:** Anströmung einer WEA an einem Standort, ohne Berücksichtigung der Abschattung durch benachbarte WEA.

**Leistungskurve:** Der für jeden WEA-Typ ermittelte Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistungsabgabe unabhängig von der Nabenhöhe [1].

**Nabenhöhe**<sup>1</sup>: Höhe der Rotormitte über Geländeoberfläche.

**Nennleistung**<sup>2</sup>: Eine im Allgemeinen von einer Herstellerfirma für eine Komponente, eine Einrichtung oder ein Betriebsmittel für eine festgelegte Betriebsbedingung zugeordnete Leistungsgröße (DIN EN 61400-12-1: 2005).

**Nettoenergieertrag:** Mittlere, innerhalb eines Jahres zu erwartende Energieerzeugung einer oder mehrerer WEA an einem Einzelstandort oder an einem Standort im Windpark, die sich auf Grundlage des in Nabenhöhe ermittelten Windpotenzials mit einer spezifischen Leistungskurve und inklusive Abschläge durch Abschattungseffekte im Windpark und weiterer Verluste ergibt.

**Parkenergieertrag:** Bruttoenergieertrag abzüglich der Abschattungsverluste im Windpark.

**Reanalysedaten:** Zeitliche Abfolge des atmosphärischen Zustandes (u.a. Windgeschwindigkeit, Temperatur, Luftdruck, Feuchte) als Ergebnis der Analyse von Beobachtungsdaten mit einem einheitlichen atmosphärischen Strömungsmodell. Durch die Fixierung des Strömungsmodells ergibt sich eine große zeitliche Konsistenz, die für die Zwecke des Langzeitabgleichs von großem Vorteil ist.

**Referenzertrag:** Die für jeden WEA-Typ einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung am Referenzstandort i.S. des EEG rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskurve in fünf Betriebsjahren erbringen würde [1].

**Referenzstandort:** Standort mit einem theoretischen, fest definierten Windpotenzial. Die Definition des Standorts ist im EEG [1] Anlage 2 zu finden.

**Typ einer Windenergieanlage (WEA-Typ):** Bestimmt durch die Typenbezeichnung, den Rotordurchmesser, die Nennleistung und die Nabenhöhe gemäß den Angaben der Herstellerfirma [1].

**Vergleichs-WEA:** Vorhandene WEA, deren Betriebsergebnisse als Vergleichsdaten für die Energieertragsbestimmung genutzt werden zur Verifizierung der Berechnungsmethode.

**Verfügbarkeit (zeitliche Verfügbarkeit):** Verhältniszahl aus Gesamtstundenzahl einer Zeitspanne abzüglich der Stundenzahl, in der die WEA wegen Wartung oder Störung nicht betrieben wurde, und Gesamtstunden der Zeitspanne, ausgedrückt in Prozent.

---

<sup>1</sup> Bei einer WEA mit vertikaler Achse ist die Nabenhöhe die Höhe der Äquatorebene.

<sup>2</sup> Höchste elektrische Dauer-Leistungsabgabe, für die eine WEA unter bestimmungsgemäßen Betriebsbedingungen ausgelegt ist.

**Verfügbarkeit (energetische Verfügbarkeit):** Verhältniszahl aus dem tatsächlich in einem Bezugszeitraum erzeugten Energieertrag zu dem Energieertrag, der in diesem Zeitraum hätte von der WEA erzeugt werden können, wenn die WEA nicht aus technischen oder sonstigen Gründen zu einzelnen Zeiten im Bezugszeitraum stillgestanden hätte. Die energetische Verfügbarkeit bezieht sich im Gegensatz zur zeitlichen Verfügbarkeit nicht auf die Zeit sondern auf den Energieverlust. Ist die energetische Verfügbarkeit geringer als die zeitliche Verfügbarkeit, fanden Stillstände der Anlage bei windstärkeren Zeiten statt.

**Verluste:** Im Sinne dieser Richtlinie Ertragsverluste einer WEA, die z.B. durch Abschattungseffekte in Windparks oder technisch bedingt sind und/oder sich durch nicht optimale Betriebsbedingungen ergeben.

**Windpotenzial:** Windverhältnisse an einem Standort, die bezogen auf eine Höhe ü.Gr. durch Windfeldparameter (Windgeschwindigkeit, Windleistungsdichte, Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit und der Windrichtung) angegeben werden.

# 1 Allgemeines

## 1.1 Anwendungsbereich

Die vorliegende Richtlinie beschreibt Verfahren zur Bestimmung des Windpotenzials und der Energieerträge an WEA-Standorten. Die Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen an einem WEA-Standort ist nach dem Stand der Technik vorzunehmen. Zusätzliche Qualitätskriterien werden im Folgenden definiert.

Windpotenzial und Energieertrag an einem Standort werden von einer unabhängigen Institution, die das Gutachten durchführt, bestimmt. Dies geschieht auf Basis oder durch Inanspruchnahme von Kundendaten (Wind- und /oder Produktionsdaten, WEA-Standorte und -Typen, topographische Daten).

Es ist Aufgabe dieser Institution, die Daten zu plausibilisieren und ihre Qualität zu bewerten sowie nach Möglichkeit weitere Eingangsdaten bereitzustellen. Dennoch hängt die Qualität und Aussagekraft des Gutachtens in wesentlichen Teilen von Qualität, Richtigkeit, Aktualität und Aussagekraft der Kundeneingangsdaten ab. Kunden müssen daher die Institution, die das Gutachten durchführt, im Rahmen ihrer Möglichkeiten und Vertraulichkeitsverpflichtungen umfassend und wahrheitsgemäß informieren und die entsprechenden Daten bereitstellen.

## 1.2 Normative Verweise

Die folgenden Normen enthalten Festlegungen, die durch Verweise in diesem Text Bestandteil dieser Richtlinie sind. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Richtlinie waren die angegebenen Ausgaben gültig:

IEC 61400-12-1: 2005	Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines
Deutsche Norm: DIN EN 61400-12-1	Windenergieanlagen - Teil 12-1: Messung des Leistungsverhaltens einer Windenergieanlage
DIN ISO 2533:1997	Normatmosphäre
DIN IEC 60050	Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch, Teil 415
ISO/IEC Guide 98-3:2008	Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement