

# Neue Anforderungen zur Erstellung von Energieertragsermittlungen – Technische Richtlinie 6 in der Revision 9



# TR 6 Revision 9 - Wesentliche Änderungen

- Repräsentativität von Eingangsdaten
- Windmessung
- Fernmessverfahren
- Langzeitnormierung
- Verlustfaktoren
- Unsicherheiten
- (Modellierung)
- (Berechnung von Mindererträgen)

Insgesamt detaillierter und mitunter mit höherem Richtlinien-Charakter

Zusammenfassende Veröffentlichung:  
DEWI Magazin Nr. 46 – [www.dewi.de](http://www.dewi.de)



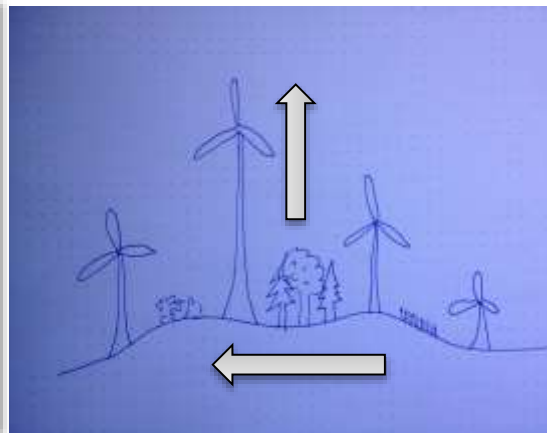
FGW e.V.-Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien:  
Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6 „Bestimmung von Windpotenzial  
und Energieerträgen“, Revision 9, Berlin, 2014.

# Repräsentativität von Eingangsdaten

Bezogen auf den geplanten Standort, Entfernung von Referenzen  
in Abhängigkeit der räumlichen Abdeckung

Ca. 10 km in einfachem Gelände

Ca. 2 km in komplexem Gelände



# Repräsentativität von Eingangsdaten

## Komplexitätskriterium:

IEC 61400-1-Ed.3 Komplexitätsdefinition

Table 4 – Terrain complexity indicators

Distance range from wind turbine	Max slope of fitted plane	Maximum terrain variation from a disc with radius $1,3 z_{hub}$ fitted to the terrain
$< 5 z_{hub}$	$< 10^\circ$	$< 0,3 z_{hub}$
$< 10 z_{hub}$		$< 0,6 z_{hub}$
$< 20 z_{hub}$		$< 1,2 z_{hub}$

Aus: IEC 61400-1-Ed. 3 Seite 52

mit max. Höhenunterschiede von 50 m zwischen Referenz- und Anwendungsstandort

## Standortbesichtigung:

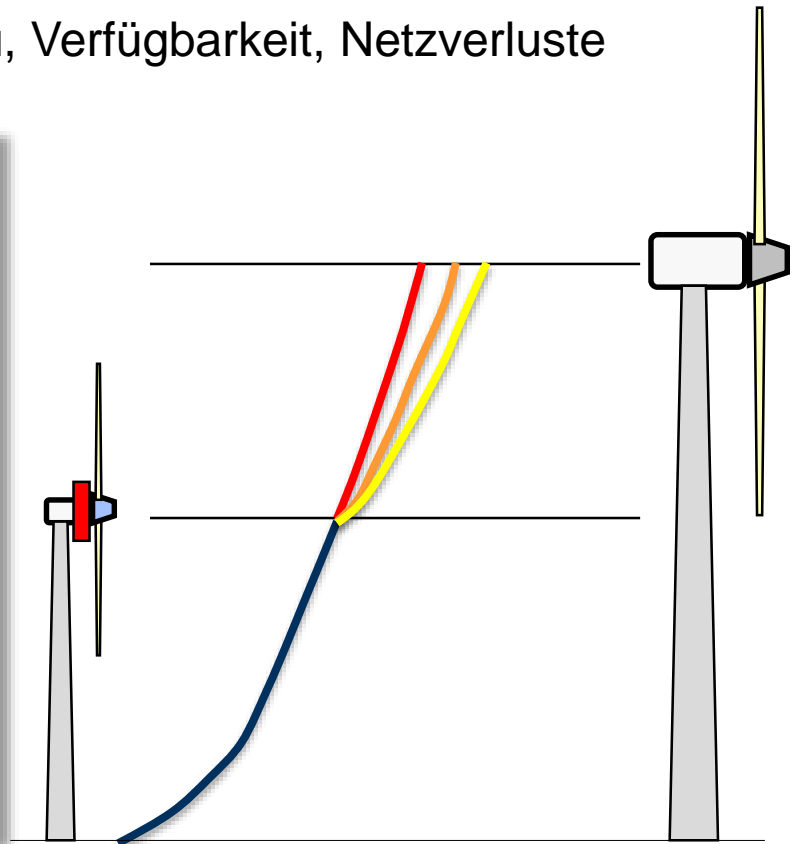
maximal 2 Jahre oder früher bei wesentlichen Änderungen





# Anforderungen an Referenz-WEA

- Maximaler Höhenunterschied  $\frac{2}{3}$  Nabenhöhe
- Eine einzelne Vergleichs WEA nicht mehr ausreichend
- Mindestens ein Jahr an Daten (mindestens monatliche Auflösung)
- Berücksichtigung von Betriebsmodi, Zubau, Verfügbarkeit, Netzverluste

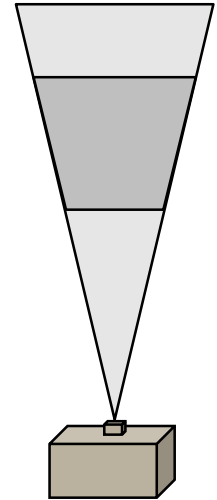


# Fernmessverfahren

Fernmessverfahren (LIDAR und SODAR) als Stand-alone zulässig

Messdauer mindestens 12 Monate bei 80% Datenverfügbarkeit  
(analog zu Mast-Messung)

Messung zur Absicherung des vertikalen Windprofils mind. 3 Monate



**Verifizierung und Klassifizierung immer notwendig!**



# Anforderungen an Windmessungen

## Verifizierung von LIDAR/SODAR

Nach TR6 Revision 9 sind Fernerkundungssysteme vor jeder Messperiode zu verifizieren.

Bei einem ein- bzw. langjährigen Einsatz auch nach der Messperiode.

„mindestens jedoch alle zwei Jahre“

➔ **missverständliche Formulierung!**

### **Auffassung DEWI:**

Verifizierung vor jeder Messperiode, bei 1 jähriger Messung auch nach Beendigung der Messung  
(Vermeidung von Drift während der Messperiode)

Nachträgliche Verifizierung von noch nicht verifizierten Geräten die bereits im Einsatz sind, ist unbedingt notwendig!



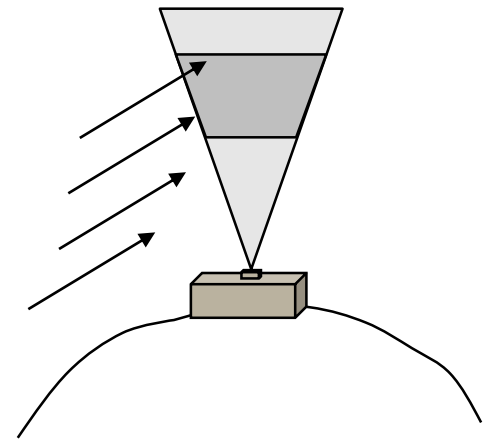
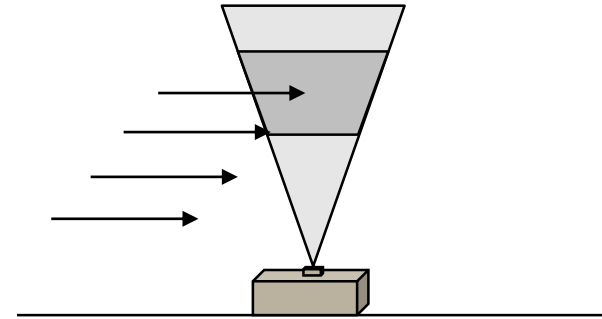
# Messung in komplexem Gelände per Fernmessverfahren

Keine Differenzierung des Einsatzes nach Geländekomplexität

Ergänzende Korrektur der Schräganströmung bei komplexem Gelände

Korrekturen müssen validiert und nachvollziehbar sein!

**Fließt in die Unsicherheitsberechnung mit ein!**



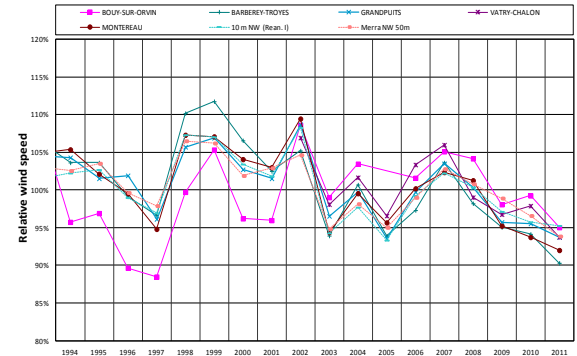


# TR 6 Revision 9 Langzeitnormierung



Aufzählung möglicher Langzeitdaten  
(Langzeitmessdaten, Reanalyse, Simulation,  
Ertragsindices)

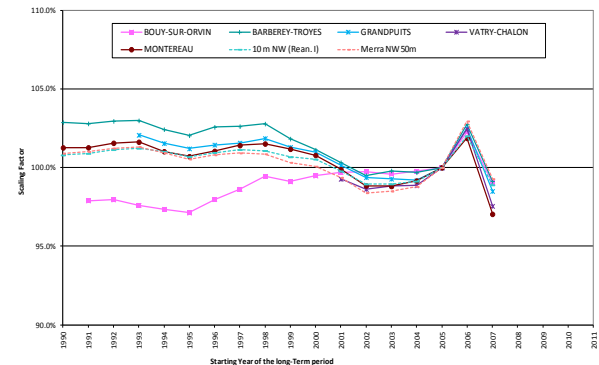
Verwendung von zwei unabhängigen  
Langzeitdatenquellen, deren Konsistenz zu prüfen ist



## Interpretationen

*Unabhängige Betrachtung von Datenquellen*

*Wichtung oder Mittelung von Langzeitdaten*



## Auffassung DEWI:

Entscheidung für eine Datenquelle die durch weitere Quellen gestützt wird und entsprechend hinsichtlich Korrelation und Skalierung für den Anwendungsfall geeignet ist!

# Systematische Verluste

**Definition BRUTTO – Energieertrag**  
(= freier Energieertrag)



Berücksichtigung von Parkwirkungsgrad  
Abschaltungen (Schall, Schatten etc.)  
und weiteren Verlusten

durch Abzug vom Brutto- Energieertrag  
als sog. Effizienzwert in Prozent

= **NETTO – Energieertrag**

Zur Vollständigkeit eine Vielzahl möglicher  
Verluste aufgeführt.

Optionale Anwendung!

Standortspezifisch & Anwendungsorientiert

manche Verluste bereits in den  
Ertragsdaten von WEA enthalten!

	Freier / Bruttoenergieertrag	###	GWh/Jahr
1	<b>Abschattungseffekt</b>		
1a	Interner Abschattungseffekt	###	%
1b	Externer Abschattungseffekt	###	%
1c	Zukünftiger Abschattungseffekt	###	%
2	<b>Verfügbarkeit</b>		
2a	Verfügbarkeit der WEA	###	%
2b	Verfügbarkeit der elektrischen Infrastruktur	###	%
2c	Netzverfügbarkeit	###	%
3	<b>Elektrische Effizienz</b>		
3a	Elektrischer Wirkungsgrad im Betrieb	###	%
3b	Stromverbrauch des Windparks	###	%

4	<b>Leistungsverhalten der Anlagen</b>		
4a	Generische Anpassung der Leistungskurve	###	%
4b	Starkwind-Hysteresis	###	%
4c	Standortspezifische Anpassung der Leistungskurve	###	%
4d	Sub-optimaler Betrieb	###	%
5	<b>Umgebungsbedingungen</b>		
5a	Leistungsdegradation ohne Vereisung	###	%
5b	Leistungsdegradation durch Vereisung	###	%
5c	Vereisungsbedingte Abschaltung	###	%
5d	Temperaturbedingte Abschaltung oder Leistungsreduktion	###	%
5e	Standortzugänglichkeit	###	%
5f	Baumwachstum	###	%
6	<b>Leistungseinschränkungen</b>		
6a	Windsektormanagement	###	%
6b	Netzbedingte Einschränkungen	###	%
6c	Geräusch-, schattenwurf- und naturschutzbedingte Einschränkungen	###	%
	<b>Nettoenergieertrag</b>	###	GWh/Jahr

# Unsicherheiten

Detaillierte Aufschlüsselung der Teilunsicherheiten

5. Unsicherheitsquelle:

## Energieverlustfaktoren

(bezieht sich auf berechnete Verluste wie: Schall, Fledermaus etc!)

Winddatenbasis	Standortbezogene Windmessung	Mastmessung	Kalibrierung	
			Anemometerklassifizierung	
			Montageeffekte	
			Datenerfassung und -verarbeitung gegebenenfalls Datenkorrekturen	
			Datenintegrität	
		Fernmessverfahren	Verifikationstest	
			Klassifizierung	
			Monitoring / Zweiter Verifikationstest	
			Aufstellungseffekte	
			Datenerfassung und -verarbeitung gegebenenfalls Datenkorrekturen	
Vergleichs-WEA	Daten und deren Erhebung, Detaillierungsgrad, Informationsgüte. Verfahren zur Ausreißereliminierung und Verfügbarkeitskorrektur	Parkabschätzung		
		Unsicherheiten „Eingangsdaten“ WEA		
		Langzeitbezug	Konsistenz der Langzeitdatenquellen	
			Abbildungsalgorithmus Langzeit => Kurzzeit	
			Länge des Abgleichzeitraums	
Modellierung	Eingangsdaten (z.B. Topographie)	Unsicherheit Übertragungsverfahren, oft sinnvollerweise aufgeteilt in:	Horizontaltransfer	
			Vertikaltransfer	
		Parkabschätzung	Eingangsdaten WEA	Leistungskurve
				Serienstreuung
Gültigkeit der Kennlinie am Standort				
Variation von WEA-Steuerungsparametern				
Energieverlustfaktoren				



FGW e.V.-Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien: Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6, „Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen“, Revision 9, Berlin, 2014.

# Unsicherheiten



Durch die veränderten Kriterien hinsichtlich der Repräsentativität von Eingangsdaten kann es zu einer Erhöhung von Unsicherheiten kommen.

Abhängig sind diese von:

- Entfernung der Referenz

- Datengrundlage

- Nabenhöhe

Maßgeblich relevant zur Reduktion der Unsicherheiten sind die

- Qualität der Eingangsdaten

- Ergänzende Messungen (z.B. Vertikales Windprofil)

- Vermessene Leistungskennlinie oder hochwertige LK Garantie

Gutachten müssen Abweichungen zu TR6 aufführen und kenntlich machen. Das kann in manchen Fällen zu einer Abstufung als z.B. Abschätzung führen

Es wird zu verschiedenen Interpretationen der Richtlinie kommen.

Ergänzende LIDAR Messungen werden essentieller Bestandteil von Energieertragsermittlungen in Deutschland werden

Einbeziehen der Gutachter in einem frühen Planungsstadium hilft evtl. eingeschränkt repräsentative Eingangsdaten zu erkennen und Handlungsmöglichkeiten aufzuzeigen



**Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!**

**[t.schorer@dewi.de](mailto:t.schorer@dewi.de)**

