

	DIN IEC 61400-12-2 (VDE 0127-12-2)	DIN
	Diese Norm ist zugleich eine VDE-Bestimmung im Sinne von VDE 0022. Sie ist nach Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	VDE
<div>ICS 27.180<div>Einsprüche bis 2009-04-02</div></div> <div><div>Entwurf</div></div> <div>Windenergieanlagen – Teil 12-2: Messung der Leistungsverhaltens von Elektrizität erzeugenden Windturbinen basierend auf Gondelanemometrie (IEC 88/325/CD:2008) Wind turbines – Part 12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry (IEC 88/325/CD:2008)</div> <div>Anwendungswarnvermerk Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2009-02-02 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt. Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfes besonders zu vereinbaren. Stellungnahmen werden erbeten<ul style="list-style-type: none">– vorzugsweise als Datei per E-Mail an dke@vde.com in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden– oder in Papierform an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main. Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevante Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.</div> <div>Gesamtumfang 199 Seiten</div> <div>DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE</div>		

Beginn der Gültigkeit

Diese Norm gilt ab ...

Inhalt

	Seite
Einleitung.....	8
1 Anwendungsbereich	9
2 Normative Verweisungen.....	9
3 Begriffe.....	10
4 Symbole und Einheiten.....	13
5 Übersicht des Messverfahrens	18
6 Vorbereitungen zur Leistungsmessung	19
7 Messeinrichtung.....	22
8 Messverfahren	26
9 Abgeleitete Ergebnisse.....	30
10 Ausführungsform des Messberichts	33
Anhang A (informativ) Anbringung des Gondelanemometers	42
Anhang B (normativ) Verfahren mit Messsektor	44
Anhang C (normativ) Verfahren zum Überprüfen der Gültigkeit der Übertragungsfunktion der Gondelwindgeschwindigkeit	50
Anhang D (normativ) Messverfahren für die Übertragungsfunktion der Gondelwindgeschwindigkeit	51
Anhang E (normativ) Bewertung der Messunsicherheit	58
Anhang F (normativ) Theoretische Grundlagen zur Bestimmung der Messunsicherheit bei der Anwendung der BIN-Verfahren.....	62
Anhang G (normativ) Abschätzung und Berechnung der NTF/NPC-Unsicherheit.....	70
Anhang H (normativ) Zulässige Typen von Messgeräten für die Anemometrie	87
Anhang I (informativ) Betrachtungen zu Ergebnissen und Unsicherheiten	89
Anhang J (informativ) Berechnungsbeispiel der NTF-/NPC-Unsicherheit bei mehreren Windturbinen.....	94
Anhang K (informativ) Organisation von Messung, Sicherheit und Informationsaustausch.....	104
Bilder	
Bild 1 – Verfahrenstechnische Übersicht.....	19
Bild 2 – Darstellung von Beispieldaten: Sich aus Anhang D ergebende Übertragungsfunktion	37
Bild 3 – Darstellung von Probandaten: Streudiagramme von Messungen des Leistungsverhaltens mit dem Gondelanemometer	38
Bild 4 – Beispiel von Probandaten: Kurve der gemessenen Leistung und C_p -Kurve.....	39
Bild A.1 – Befestigung des Anemometers oben auf der Gondel	43
Bild B.1 – Sektoren, die aufgrund von Nachlaufströmungen von benachbarten und in Betrieb befindlichen Windturbinen und maßgeblichen Hindernissen auszuschließen sind.....	46
Bild B.2 – Darstellungsbeispiel des Ergebnisses einer Eigenüberprüfung der Konsistenz eines Sektors.....	49
Bild D.1 – Gondelübertragungsfunktion für die Windgeschwindigkeit	56

	Seite
Bild J.1 – Einfluss der Messung mehrerer Windturbinen auf die Messunsicherheit	102
Bild J.2 – Einfluss der Messung mehrerer Windturbinen auf die Probenahmeunsicherheit	103

Tabellen

Tabelle 1 – Klassifizierung des Geländes.....	22
Tabelle 2 – Überblick über den Betrieb der Windturbine.....	35
Tabelle 3 – Beispieldarstellung einer Kurve der gemessenen Leistung.....	40
Tabelle 4 – Beispieldarstellung der ermittelten Jahresenergieerzeugung.....	41
Tabelle D.1 – Darstellungsbeispiel einer gemessenen Leistungskurve, die auf Daten vom Messmast beruht, für die Eigenüberprüfung der Konsistenz.....	57
Tabelle E.1 – Unsicherheitskomponenten bei der Bewertung der Gondelübertragungsfunktion.....	59
Tabelle E.2 – Unsicherheitskomponenten bei der Bewertung der Gondelleistungskurve	60
Tabelle E.3 – Unsicherheitskomponenten der auf der Gondel basierenden absoluten Windrichtung	61
Tabelle F.1 – Beispiele von vernachlässigbaren Ausgangsquellen	64
Tabelle F.3 – Erweiterte Unsicherheiten.....	67
Tabelle F.4 – Auflistung von Unsicherheiten der Kategorien A und B bei der NTF	68
Tabelle F.5 – Auflistung von Unsicherheiten der Kategorien A und B bei der NPC.....	69
Tabelle G.1 – Abschätzung für Unsicherheitskomponenten von der Standortkalibrierung.....	71
Tabelle G.2 – Abschätzungen für Unsicherheitskomponenten aus der NTF-Messung	73
Tabelle G.3 – Abschätzung von Unsicherheitskomponenten der NPC-Messung.....	75
Tabelle G.4 – Abschätzungen für $u_{V5,i}$ für NPC-Geländeklasse	79
Tabelle G.5 – Abschätzungen der Unsicherheitskomponenten für die Windrichtung	80
Tabelle G.6 – Abschätzungen von Beitragsfaktoren für die Standortkalibrierung.....	81
Tabelle G.7 – Abschätzungen von Beitragsfaktoren für die NTF	82
Tabelle G.8 – Abschätzungen von Beitragsfaktoren für die NPC	83
Tabelle G.9 – Vorgeschlagene Beitragsfaktoren für NTF und NPC am selben Standort	84
Tabelle J.1 – Auflistung von korrelierten Unsicherheitskomponenten.....	96
Tabelle J.2 – Beispiel von AEP- und Unsicherheitsdaten von drei Windturbinen	98
Tabelle J.3 – Beitrag der Unsicherheitskomponenten zur AEP-Unsicherheit an Windturbine 1	99
Tabelle J.4 – Kombination von Unsicherheitskomponenten über die Windturbinen	101

Nationales Vorwort

Das internationale Dokument IEC 88/325/CD:2008 „Wind turbines – Part 12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry“ (CD, en: Committee Draft) ist unverändert in diesen Norm-Entwurf übernommen worden. Dieser Norm-Entwurf enthält eine noch nicht autorisierte deutsche Übersetzung.

Um Zweifelsfälle in der Übersetzung auszuschließen, ist die englische Originalfassung des CD entsprechend der diesbezüglich durch die IEC erteilten Erlaubnis beigelegt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen IEC-Text.

Das internationale Dokument wurde vom TC 88 „Wind turbine systems“ der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet und den nationalen Komitees zur Stellungnahme vorgelegt.

Die IEC und das Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung (CENELEC) haben vereinbart, dass ein auf IEC-Ebene erarbeiteter Entwurf für eine Internationale Norm zeitgleich (parallel) bei IEC und CENELEC zur Umfrage (CDV-Stadium) und Abstimmung als FDIS (en: Final Draft International Standard) bzw. Schluss-Entwurf für eine Europäische Norm gestellt wird, um eine Beschleunigung und Straffung der Normungsarbeit zu erreichen. Dokumente, die bei CENELEC als Europäische Norm angenommen und ratifiziert werden, sind unverändert als Deutsche Normen zu übernehmen.

Da der Abstimmungszeitraum für einen FDIS bzw. Schluss-Entwurf prEN nur 2 Monate beträgt, und dann keine sachlichen Stellungnahmen mehr abgegeben werden können, sondern nur noch eine „JA/NEIN“-Entscheidung möglich ist, wobei eine „NEIN“-Entscheidung fundiert begründet werden muss, wird bereits der CD als DIN-Norm-Entwurf veröffentlicht, um die Stellungnahmen aus der Öffentlichkeit frühzeitig berücksichtigen zu können.

Für diesen Norm-Entwurf ist das nationale Arbeitsgremium K 383 „Windenergieanlagen“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

Nationaler Anhang NA (informativ)

Zusammenhang mit Europäischen und Internationalen Normen

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf eine Norm ohne Angabe des Ausgabedatums und ohne Hinweis auf eine Abschnittsnummer, eine Tabelle, ein Bild usw.) bezieht sich die Verweisung auf die jeweils neueste gültige Ausgabe der in Bezug genommenen Norm.

Für den Fall einer datierten Verweisung im normativen Text bezieht sich die Verweisung immer auf die in Bezug genommene Ausgabe der Norm.

Eine Information über den Zusammenhang der zitierten Normen mit den entsprechenden Deutschen Normen ist in Tabelle NA.1 wiedergegeben.

Tabelle NA.1

Europäische Norm	Internationale Norm	Deutsche Norm	Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk
EN 61400-12-1:2006	IEC 61400-12-1:2005	DIN EN 61400-12-1 (VDE 0127-12-1):2007-02	VDE 0127-12-1
EN 61400-2:1996	IEC 61400-2:1996	Zurückgezogen: DIN EN 61400-2 (VDE 0127-2):1998-01	VDE 0127-2
EN 61400-2:2006	IEC 61400-2:2006	Nachfolger: DIN EN 61400-2 (VDE 0127-2):2007-02	VDE 0127-2
EN 61400-11	IEC 61400-11	DIN EN 61400-11 (VDE 0127-11)	VDE 0127-11
EN 61400-12-1	IEC 61400-12-1	DIN EN 61400-12-1 (VDE 0127-12-1)	VDE 0127-12-1
EN 60688:1992	IEC 60688:1992	Zurückgezogen: DIN EN 60688:1993-12	—
EN 60688:1992 + A1:1999 + A2:2001	IEC 60688:1992 + A1:1997, modifiziert + A2:2001	Nachfolger: DIN EN 60688:2002-04	—
EN 60044-1	IEC 60044-1	DIN EN 60044-1 (VDE 0414-44-1)	VDE 0414-44-1
—	IEC 60186 A 2	—	—
—	ISO 2533:1975	DIN ISO 2533:1979-12	—

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 61400-12-1 (VDE 0127-12-1):2007-02, *Windenergieanlagen – Teil 12-1: Messung des Leistungsverhaltens einer Windenergieanlage (IEC 61400-12-1:2005); Deutsche Fassung EN 61400-12-1:2006.*

Zurückgezogen: DIN EN 61400-2 (VDE 0127-2):1998-01, *Windenergieanlagen – Teil 2: Sicherheit kleiner Windenergieanlagen (IEC 61400-2:1996); Deutsche Fassung EN 61400-2:1996.*

Nachfolger: DIN EN 61400-2 (VDE 0127-2):2007-02, *Windenergieanlagen – Teil 2: Sicherheit kleiner Windenergieanlagen (IEC 61400-2:2006); Deutsche Fassung EN 61400-2:2006.*

DIN EN 61400-11 (VDE 0127-11), *Windenergieanlagen – Teil 11: Schallmessverfahren.*

DIN EN 61400-12-1 (VDE 0127-12-1), *Windenergieanlagen – Teil 12-1: Messung des Leistungsverhaltens einer Windenergieanlage.*

Zurückgezogen: DIN EN 60688:1993-12, *Messumformer für die Umwandlung von Wechselstromgrößen in analoge oder digitale Signale (IEC 60688:1992); Deutsche Fassung EN 60688:1992.*

— Entwurf —

E DIN IEC 61400-12-2 (VDE 0127-12-2):2009-02

Nachfolger: DIN EN 60688:2002-04, *Elektrische Messumformer zur Umwandlung von Wechselstromgrößen in analoge oder digitale Signale (IEC 60688:1992 + A1:1997, modifiziert + A2:2001); Deutsche Fassung EN 60688:1992 + A1:1999 + A2:2001.*

DIN EN 60044-1 (VDE 0414-44-1), *Messwandler – Teil 1: Stromwandler.*

DIN ISO 2533:1979-12, *Normatmosphäre (ISO 2533:1975).*

Windenergieanlagen – Teil 12-2: Messung der Leistungsverhaltens von Elektrizität erzeugenden Windturbinen basierend auf Gondelanemometrie

EINFÜHRUNGSANMERKUNG Dieses Schriftstück wurde von MT 12 als Teil der regelmäßigen Pflege von Normen des TC 88 erarbeitet. Das NP plant ein Schriftstück, in dem sowohl die Gondelanemometrie als auch numerische Standortkalibrierung enthalten ist. Die Arbeitsgruppe war nicht in der Lage, sich überhaupt mit dem Letzteren zu befassen. TC 88 wird deshalb gebeten, dieses Schriftstück in zwei Teile aufzuteilen, die sich mit den beiden Verfahrensweisen getrennt befassen.

Einleitung

Der Zweck dieses Teils der IEC 61400 ist die Beschreibung einer einheitlichen Vorgehensweise bei der Messung, Auswertung und Dokumentation des Leistungsverhaltens von einzelnen Elektrizität erzeugenden Windturbinen mit der Anwendung von Verfahren der Gondelanemometrie. Die vorliegende Norm ist nur für die Anwendung auf Horizontalachs-Windturbinen von ausreichender Größe vorgesehen, damit nicht das auf der Gondel angebrachte Anemometer das Leistungsvermögen der Windturbine wesentlich beeinträchtigt. Der Zweck dieser Norm besteht darin, dass die in ihr dargestellten Verfahren zu verwenden sind, wenn die in IEC 61400-12-1 gestellten Anforderungen in technischer Hinsicht nicht zu erfüllen sind. Damit wird sichergestellt, dass die Ergebnisse im Rahmen des gegenwärtigen Standes der Technik von Messgeräten und Messgerätausrüstung möglichst einheitlich, genau und reproduzierbar sind.

Dieses Verfahren beschreibt, wie das Leistungsverhalten von Windturbinen hinsichtlich einer gemessenen Leistungskurve und die abgeschätzte, auf Gondelanemometrie beruhende Jahresenergieerzeugung (AEP) zu beurteilen sind. Bei diesem Verfahren wird das Anemometer auf oder in unmittelbarer Nähe der Gondel der Windturbine angebracht. An dieser Position misst das Anemometer eine Windgeschwindigkeit, die stark vom Rotor der zu vermessenden Windturbine und der Gondel beeinflusst wird. Dieses Verfahren beschreibt Arbeitsweisen für die Bestimmung und Anwendung entsprechender Korrekturen dieser Beeinflussung. Es muss jedoch bedacht werden, dass diese Korrekturen die Messunsicherheit im Vergleich zu einer in bewährter Weise durchgeführten Messung nach IEC 61400-12-1 grundsätzlich erhöhen. Das Verfahren liefert auch eine Anleitung zum Bestimmen der Messunsicherheit einschließlich der Beurteilung von Unsicherheitsquellen und Empfehlungen für deren Kombination zu Unsicherheiten bei der aufgezeichneten Leistung und AEP.

Ein Grundelement der Messung des Leistungsverhaltens ist die Messung der Windgeschwindigkeit. Sogar dann, wenn Anemometer sorgfältig in einem Qualitäts-Windkanal kalibriert sind, können Schwankungen in Größe und Richtung des Windvektors bewirken, dass sich unterschiedliche Anemometer am Standort unterschiedlich verhalten. Außerdem sind die Strömungsverhältnisse in Nähe der Windturbinengondel sehr kompliziert und veränderlich. Deshalb sollte bei der Auswahl und beim Einbau des Anemometers besonders sorgfältig vorgegangen werden. Diese Aspekte werden in der vorliegenden Norm behandelt.

Diese Norm ist für jene Beteiligten von Nutzen, die in Herstellung, Einbau, Planung und Zulassung, Betrieb, Anwendung und Durchsetzung von Vorschriften einbezogen werden. Gegebenenfalls sollte die in der vorliegenden Norm empfohlene, aus technischer Sicht genaue Mess- und Auswertungstechnik von allen Beteiligten angewendet werden, damit sichergestellt ist, dass die fortgesetzte Entwicklung und der Betrieb von Windturbinen in einem Klima des Zusammenwirkens und offener Kommunikation im Sinne der Umweltbelange durchgeführt wird. Diese Norm beschreibt Mess- und Dokumentationsverfahren, von denen zu erwarten ist, dass sie genaue Ergebnisse liefern, die von Anderen wiederholt werden können.

Einstweilen sollte sich ein Anwender der vorliegenden Norm der Unterschiede bewusst sein, die sich aus großen Schwankungen von Scherwind und Turbulenzintensität einschließlich der für die Datenauswahl gewählten Kriterien ergeben können. Deshalb sollte ein Anwender den Einfluss dieser Unterschiede und der Auswahlkriterien von Daten in Hinblick auf den Zweck der Messung berücksichtigen, bevor Verträge zur Messung des Leistungsverhaltens geschlossen werden.

1 Anwendungsbereich

Der vorliegende Teil von IEC 61400-12 legt ein Verfahren für die Verifizierung der Merkmale des Leistungsverhaltens einer einzelnen, Elektrizität erzeugenden Horizontalachs-Windturbine fest, die nach IEC 61400-2 nicht als „kleine Windenergieanlage“ zu bezeichnen ist. Es wird erwartet, dass die vorliegende Norm anzuwenden ist, wenn die spezifischen betrieblichen oder vertraglich festgelegten Vorgaben nicht mit den Anforderungen übereinstimmen, die in IEC 61400-12-1 dargelegt sind. Das Verfahren kann für die Bewertung des Leistungsverhaltens von speziellen Windturbinen an bestimmten Orten angewendet werden, gleichermaßen kann auch die Vorgehensweise dazu dienen, allgemeine Vergleiche zwischen verschiedenen Windturbinentypen oder unterschiedlichen Windturbinenausstattungen anzustellen. Die vorliegende Norm enthält keine numerische Modellierung von Nachlaufströmungen.

Das Merkmal des Leistungsverhaltens einer Windturbine der gemessenen Leistungskurve und die abgeschätzte Jahresenergieerzeugung (AEP) beruhen auf der Messung der Gondelwindgeschwindigkeit, die durch den Rotor der Windturbine beeinflusst wird (d. h. beschleunigte oder verlangsamte Windgeschwindigkeit). Die gemessene Gondelwindgeschwindigkeit muss hinsichtlich der Wirkung dieser Störung der Anströmung korrigiert werden. Verfahren für die Ermittlung dieser Korrekturen werden in der messtechnischen Vorgehensweise enthalten sein. Nach IEC 61400-12-1 wird ein Anemometer an einem Messmast (meteorologischer Messturm) angebracht, der sich in einer Entfernung von zwei und vier Rotordurchmessern der zu vermessenden, windwärts gelegenen Windturbine befindet. Diese Position ermöglicht die direkte Messung der „ungestörten“ Anströmung bei minimaler Beeinträchtigung durch den Rotor der zu vermessenden Windturbine. Bei diesem Verfahren nach IEC 61400-12-2 wird das Anemometer auf oder in unmittelbarer Nähe der Gondel der zu vermessenden Windturbine angebracht. An dieser Position misst das Anemometer eine Windgeschwindigkeit, die stark vom Rotor der zu vermessenden Windturbine und der Gondel beeinflusst wird. Dieses Verfahren beschreibt Arbeitsweisen für die Bestimmung und Anwendung entsprechender Korrekturen dieser Beeinflussung. Es muss jedoch bedacht werden, dass diese Korrekturen die Messunsicherheit im Vergleich zu einer in bewährter Weise durchgeführten Messung nach IEC 61400-12-1 grundsätzlich erhöhen.

Die vorliegende Norm IEC 61400-12-2 beschreibt, wie das Leistungsverhalten einer Windturbine hinsichtlich der gemessenen Leistungskurve und der abgeschätzten AEP zu beurteilen ist. Die gemessene Leistungskurve wird durch die Erfassung von gleichzeitig durchgeführten Messungen der Gondelwindgeschwindigkeit und Ausgangsleistung über einen Zeitraum bestimmt, der ausreichend lang ist, um eine statistisch bedeutungsvolle Datenbasis über einen Bereich von Windgeschwindigkeiten und unter variierenden Wind- und atmosphärischen Bedingungen zu errichten. Um die Leistungskurve genau zu messen, wird die gemessene Gondelwindgeschwindigkeit mit einer Übertragungsfunktion abgestimmt (berichtigt), um die Windgeschwindigkeit der freien Anströmung abzuschätzen. Das Verfahren zum Messen und Validieren einer derartigen Übertragungsfunktion wird in vorliegender Norm dargelegt. Die AEP wird mit der Anwendung der gemessenen Leistungskurve auf die Häufigkeit der Verteilungen der Referenzwindgeschwindigkeit berechnet, wobei 100 % Verfügbarkeit angenommen wird. Das Verfahren liefert auch eine Anleitung zum Bestimmen der Messunsicherheit einschließlich der Beurteilung von Unsicherheitsquellen und Empfehlungen für deren Kombination zu Unsicherheiten bei der aufgezeichneten Leistung und AEP.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

IEC 61400-1:2007, *Ed. 3, Wind turbines – Part 1: Design requirements*

IEC 61400-2996, *Wind turbine generator systems – Part 1: Safety of small wind turbines*

IEC 61400-11, *Acoustic noise measurement techniques*

IEC 61400-12-1, *Power performance measurements of electricity producing wind turbines*

IEC 60688-1:1992, *Electrical measuring transducers for converting alternating current electrical quantities to analogue or digital signals*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokumentes gelten die folgenden Begriffe

3.1

Genauigkeit

Grad der Übereinstimmung zwischen Messergebnis und dem wahren Wert der Messgröße

3.2

Jahresenergieerzeugung

Jahresenergieertrag

AEP

Abschätzung der gesamten von einer Windturbine über eine Dauer von einem Jahr erzeugten elektrischen Energie, indem die gemessene Leistungskurve auf unterschiedliche Verteilungen der Referenzwindgeschwindigkeit in Nabenhöhe angewendet und 100 % Verfügbarkeit vorausgesetzt wird

3.3

gemessene Jahresenergieerzeugung

gemessene AEP

Abschätzung der gesamten von einer Windturbine über eine Dauer von einem Jahr erzeugten elektrischen Energie, indem die gemessene Leistungskurve auf unterschiedliche Verteilungen der Referenzwindgeschwindigkeit in Nabenhöhe angewendet und 100 % Verfügbarkeit vorausgesetzt wird, ohne Extrapolation von höheren Windgeschwindigkeiten

3.4

extrapolierte Jahresenergieerzeugung

extrapolierte AEP

Abschätzung der gesamten von einer Windturbine über eine Dauer von einem Jahr erzeugten elektrischen Energie, indem die gemessene Leistungskurve auf unterschiedliche Verteilungen der Referenzwindgeschwindigkeit in Nabenhöhe angewendet und 100 % Verfügbarkeit vorausgesetzt wird, mit Extrapolation der Abschaltwindgeschwindigkeit der Windturbine

3.5

kompliziertes Gelände

das umgebende Gelände am Messstandort, das beträchtliche topografische Veränderungen und Geländehindernisse aufweist, die eine Störung der Anströmung verursachen können

3.6

Datensatz

Daten, die über ein festgelegtes zusammenhängendes Zeitintervall aufgezeichnet wurden

3.7

Dokumentation

jede Angabe zur Messung, die in Dateien und/oder Datenbanken gespeichert wird, aber nicht unbedingt im Abschlussbericht der Messung angegeben zu werden braucht

3.8

extrapolierte Leistungskurve

Verlängerung der Kurve der gemessenen Leistung durch Abschätzung der Ausgangsleistung im Bereich von der größten gemessenen Windgeschwindigkeit bis zur Ausschaltwindgeschwindigkeit

3.9

Störung der Anströmung

Veränderung der Luftströmung, die durch Hindernisse, Unregelmäßigkeiten der Topografie, dem Rotor der Windturbine, der Windturbinengondel oder durch andere Windturbinen verursacht wird und zu einer Abweichung der gemessenen Windgeschwindigkeit von der Windgeschwindigkeit der ungestörten (freien) Anströmung sowie zu einer beträchtlichen Messunsicherheit führt

3.10

Windgeschwindigkeit der freien Anströmung

vor dem Rotor des Generators der Windturbine gemessene horizontale Windgeschwindigkeit, die vom aerodynamischen Verhalten des Rotors unbeeinflusst ist

3.11

Turbulenzintensität

Verhältnis der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit zur mittleren Windgeschwindigkeit, die mit derselben Datenauswahl der Messung der horizontalen Windgeschwindigkeit bestimmt wird, und die über eine bestimmte Zeitdauer erfasst wurden

3.12

Nabenhöhe (Windturbinen)

Höhe der Mitte der überstrichenen Fläche des Windturbinenrotors über dem Fuß des Turmes

3.13

gemessene Leistungskurve

Tabelle und Diagramm, die die gemessene, korrigierte und normalisierte Nettoausgangsleistung einer Windturbine als Funktion der gemessenen Windgeschwindigkeit wiedergeben, wobei die Messung nach einem genau festgelegten Verfahren erfolgt

3.14

Messzeitdauer

Zeitdauer, während der ein statistisch maßgebender Bestand an Daten für die Messung des Leistungsverhaltens erfasst wurde

3.15

Messektor

Sektor von Windrichtungen, aus dem Daten für die Kurve der gemessenen Leistung oder bei der Bestimmung der Gondelübertragungsfunktion ausgewählt werden

3.16

Messunsicherheit

ein dem Messergebnis zugeordneter Parameter, der die Streuung der Werte kennzeichnet, die vernünftigerweise der Messgröße zugeordnet werden könnten

3.17

BIN-Verfahren

Datenreduktionsverfahren, bei dem Messdaten für einen bestimmten Parameter in Bereiche (BINs) der Windgeschwindigkeit eingruppiert werden. Gewöhnlich wird dieses Verfahren für Windgeschwindigkeits-BINs angewendet; es gilt aber auch für andere Parameter

ANMERKUNG Bei jedem BIN werden die Anzahl an Datensätzen oder die Anzahl der Datenauswahl und deren Summe aufgezeichnet und der Mittelwert der Parameter innerhalb jedes BINs berechnet.

3.18

Gondel

Gehäuse, das den Antrieb und sonstige Bauteile oben auf dem Generator einer Horizontalachs-Windturbine enthält

3.19

Gondelleistungskurve

NPC

das gemessene Leistungsverhalten einer Windturbine als Funktion der Windgeschwindigkeit der freien Anströmung, angegeben als elektrische Ausgangsleistung der Windturbine; bei der NPC wird die Windgeschwindigkeit der freien Anströmung nicht direkt gemessen, sondern es wird eher die Gondelwindgeschwindigkeit gemessen und eine Gondelübertragungsfunktion angewendet, um zur Windgeschwindigkeit der freien Anströmung zu gelangen

3.19

Übertragungsfunktion der Gondelwindgeschwindigkeit

NTF

Funktion, die die Windgeschwindigkeit der freien Anströmung als Funktion der Gondelwindgeschwindigkeit angibt; mit der Funktion wird vorausgesetzt, die Auswirkung des Rotors der zu vermessenden Windturbine und die Störung der Anströmung um die Gondel herum zu korrigieren

3.20

Gondelwindgeschwindigkeit

oben auf oder vor der Gondel einer Windturbine gemessene horizontale Windgeschwindigkeit

3.21

elektrische Nettowirkleistung

Maß für die elektrische Ausgangsleistung der Windturbine, die dem Stromversorgungsnetz zugeführt wird

3.22

Hindernisse

Gegenstände, die den Wind aufhalten und eine Störung der Anströmung verursachen, wie Gebäude und Bäume

3.23

Blatteinstellwinkel

Winkel zwischen der Profillehne an einer definierten radialen Blattposition (üblicherweise 100 % des Blattradius) und der Rotorebene

3.24

Leistungsbeiwert

Verhältnis der elektrischen Nettoausgangsleistung einer Windturbine und der verfügbaren Leistung bei freier Anströmung der vom Rotor überstrichenen Fläche

3.25

Leistungsverhalten

Maß für die Eigenschaft einer Windturbine, elektrische Leistung und Energie zu erzeugen

3.26

Bemessungsleistung

Betrag der im Allgemeinen vom Hersteller angegebenen Leistung für eine festgelegte Betriebsbedingung eines Bauteils, Gerätes oder Betriebsmittels

3.27

Messbericht

jede Angabe oder Information zur Messung, die im Abschlussbericht aufgeführt ist

3.28

Rauigkeitshöhe

extrapolierte Höhe, bei der die mittlere Windgeschwindigkeit Null wird, wenn davon ausgegangen wird, dass das vertikale Windprofil eine logarithmische Variation mit der Höhe hat

3.29

Index der topografischen Rauigkeit

Maß eines Geländes; der Index der topografischen Rauigkeit wird als prozentualer Anteil von Neigungen (Anstiegen/Gefälle) um einen bestimmten Standort innerhalb eines gegebenen Richtungssektors berechnet, der 10 % überschreitet

3.30

Standortkalibrierung

Verfahren, das die Auswirkungen von Geländeformen und Hindernissen durch Abschätzen des Zusammenhangs über die Windrichtung zwischen der an einem Referenz-Messmast gemessenen Windgeschwindigkeit und der an der Position der Windturbine gemessenen Windgeschwindigkeit quantitativ bestimmt und potentiell verringert

3.31

Standardunsicherheit

Unsicherheit eines Messergebnisses, angegeben als Standardabweichung

3.32

überstrichene Fläche

bei einer Horizontalachs-Windturbine die Projektionsfläche des sich bewegenden Rotors auf eine senkrecht zur Rotationsachse verlaufende Ebene; bei Windturbine mit Pendelnaben sollte vorausgesetzt werden, dass der Rotor rechtwinklig auf der niedertourigen Welle verbleibt

3.33

Messstandort

Standort der zu vermessenden Windturbine und deren Umgebung

3.34

Windturbinenverfügbarkeit

Verhältnis der Gesamtanzahl an h während einer bestimmten Betriebsdauer, wo die Windturbine Energie erzeugt haben könnte (ausgenommen die Anzahl an Stunden, wo die Windturbine aufgrund von Wartungsmaßnahmen oder Fehlerbedingungen nicht betrieben werden könnte) zur Gesamtanzahl an h im Gesamtzeitraum, angegeben in Prozent

3.35

Windturbine am Netz

Status der Windturbine bei Normalbetrieb, ausgenommen Einschalt- oder Abschaltmodus, jedoch einschließlich jeglichem Betrieb bei Rotorgeschwindigkeit im normalen Betriebsbereich, wo die Windturbine kurz vom Netz genommen wird, z. B. Umschaltungen zwischen Generatoren, Generatorphasen, Stern/Delta oder ähnliches

3.36

Scherwind

Wechsel der Windgeschwindigkeit über einer Ebene senkrecht zur Windrichtung

4 Symbole und Einheiten

Symbol	Beschreibung	Einheit
A	Vom Rotor der Windturbine überstrichene Fläche	$[m^2]$
AEP	Jahresenergieerzeugung	$[Wh]$
AEP_m	Die gemessene AEP an Windturbine m	$[Wh]$
AEP_s	Summe der Jahresenergieerzeugung	$[Wh]$
ASL	Über Meereshöhe (NN)	
B	Luftdruck	$[Pa]$
B_{10min}	gemessener Luftdruck, über 10 min gemittelt	$[Pa]$

Symbol	Beschreibung	Einheit
C_p	Leistungsbeiwert	
$C_{P,i}$	Leistungsbeiwert im BIN i	
c	Empfindlichkeitsfaktor eines Parameters (das partielle Differential)	
$c_{B,i}$	Empfindlichkeitsfaktor des Luftdruckes im BIN i	[W/Pa]
$c_{d,i}$	Empfindlichkeitsfaktor des Datenerfassungssystems im BIN i	
$c_{l,j}$	Empfindlichkeitsfaktor der Komponente l im BIN j	
$c_{k,i}$	Empfindlichkeitsfaktor der Komponente k im BIN i	
$c_{m,i}$	Empfindlichkeitsfaktor der Korrektur der Luftdichte im BIN i	[Wm ³ /kg]
$c_{m,k,i}$	Empfindlichkeitsfaktor der Komponente k im BIN i an Windturbine m	[W/K]
$c_{T,i}$	Empfindlichkeitsfaktor der Lufttemperatur im BIN i	[W/K]
$c_{V,i}$	Empfindlichkeitsfaktor der Windgeschwindigkeit im BIN i	[Ws/m]
D	Rotordurchmesser	[m]
D_e	Äquivalenter Rotordurchmesser	[m]
D_n	Rotordurchmesser einer benachbarten, in Betrieb befindlichen Windturbine	[m]
D_r	Rotorblattdurchmesser	
<i>elevation</i>	Höhe über Normal-Null (N/N) (Meereshöhe)	[m]
$F(V)$	Verteilungsfunktion der Rayleigh-Summenwahrscheinlichkeit der Windgeschwindigkeit	[m]
h	Nabenhöhe der Windturbine	[m]
H	Höhe eines Hindernisses abzüglich Nullpunktverlagerung	[m]
κ	Karman-Konstante, 0,4	
NT	Anzahl der Windturbinen	
k_p	Feuchtekorrekturfaktor für die Dichte	
L_e	Entfernung zwischen der Windturbine oder dem Messmast und einem Hindernis	[m]
L_n	Tatsächliche Entfernung zwischen einer benachbarten und in Betrieb befindlichen Windturbine oder dem Messmast und zwischen einer benachbarten und in Betrieb befindlichen Windturbine	[m]
L_h	Tatsächliche Höhe von Hindernis zu Hindernis	[m]
L_w	Entfernung zwischen der Windturbine oder dem Messmast und einer benachbarten und in Betrieb befindlichen Windturbine, Breite des Hindernisses	[m]
M	Anzahl der Unsicherheitskomponenten in jedem BIN	
MA	Anzahl der Unsicherheitskomponenten der Kategorie A	
MB	Anzahl der Unsicherheitskomponenten der Kategorie B	
N	Anzahl der BINs	
N_h	Anzahl der Stunden eines Jahres $\approx 8\,760$	
N_i	Anzahl der Datensätze im Windgeschwindigkeits-BIN i, 10 min	
N_j	Anzahl der 10-min-Datensätze im Windrichtungs-BIN j	

Symbol	Beschreibung	Einheit
N_m	Anzahl der BINs an Windturbine m	
N_n	Anzahl der BINs an Windturbine n	
N	Anzahl der Proben innerhalb des Zeitraumes der Probenahme	
n_{Test}	Anzahl der vermessenen Windturbinen	
N	Exponent des Geschwindigkeitsprofils ($n = 0,14$)	
NPC	Gondelleistungskurve	
NTF	Gondelübertragungsfunktion	
P_i	normalisierte und gemittelte Ausgangsleistung im BIN i	[W]
P_0	Kompaktheit des Hindernisses (0: massiv; 1 = kein Hindernis)	
P_n	Normalisierte Ausgangsleistung	[W]
$P_{n,i,j}$	Normalisierte Ausgangsleistung des Datensatzes j im BIN i	[W]
$P_{10\text{min}}$	Gemessene Leistung, über 10 min gemittelt	[W]
P_w	Wasserdampfdruck	[Pa]
R	Abstand zur Achse des Mastes	[m]
R_0	Gaskonstante von trockener Luft (= 287,05)	[J/(kg × K)]
R_w	Gaskonstante von Wasserdampf (= 461,5)	[J/(kg × K)]
RIX_{10}	Prozentualer Anteil an ermittelten Anstiegen/Gefällen in einem gegebenen Richtungssektor, der 10 % überschreitet	
$s_{sc,i}$	Standardabweichung der Windgeschwindigkeitsverhältnisse im BIN i	
s	Unsicherheitskomponente der Kategorie A	[W]
s_A	Standardunsicherheit der Kategorie A einer Windgeschwindigkeits-Zeit-Reihe im Windkanal	[W]
$s_{AEP,k}$	Unsicherheit bei der AEP der Kategorie A, Komponente k	[W]
$s_{AEP,m,k}$	Unsicherheit bei der AEP der Kategorie A, Komponente k an Windturbine m	[W]
$s_{k,i}$	Standardunsicherheit der Kategorie A der Komponente k im BIN i	[W]
s_i	Kombinierte Unsicherheiten der Kategorie A im BIN i	[W]
$s_{P,i}$	Standardunsicherheit der Kategorie A der Leistung im BIN i	[W]
$s_{w,i}$	Standardunsicherheit der Kategorie A der Klimaschwankungen im BIN i	
$s_{\alpha,j}$	Standardunsicherheit der Kategorie A der Windgeschwindigkeitsverhältnisse im BIN i	[W]
se_{AEP}	Standardfehler des Messwertes bei der mittleren AEP	[Wh]
$slope_i$	Neigung zwischen benachbarten Höhenpunkten	
T	Absolute Temperatur	[K]
TI	Turbulenzintensität	
$T_{10\text{min}}$	Gemessene absolute Lufttemperatur, über 10 min gemittelt	[K]
t	Zeit	[s]
U	Längskomponente der Windgeschwindigkeit	[m/s]

Symbol	Beschreibung	Einheit
u	Unsicherheitskomponente der Kategorie B	
u_{AEP}	Kombinierte Standardunsicherheit der ermittelten Jahresenergieerzeugung	[Wh]
$u_{AEP,AVG}$	Unsicherheit der mittleren AEP	[Pa]
$u_{AEP,k}$	Unsicherheit bei der AEP aus Kategorie B, Komponente k	[Wh]
$u_{AEP,m,k}$	Unsicherheit bei der AEP aus Kategorie B, Komponente k, an Windturbine m	[Wh]
$u_{AEP,RATIO}$	Das Verhältnis der Unsicherheit bei der AEP	[Wh]
u_{ano_class}	Unsicherheit bezogen auf die Anemometerklasse	[W]
$u_{B,i}$	Standardunsicherheit der Kategorie B des Luftdruckes im BIN i	[Pa]
$u_{c,i}$	Kombinierte Standardunsicherheit der Leistung im BIN i	[W]
u_{FS}	Unsicherheitskomponente bei freier Anströmung	[W]
u_i	Kombinierte Unsicherheiten der Kategorie B im BIN i	
$u_{k,i}$	Standardunsicherheit der Komponente k der Kategorie B im BIN i	[W]
$u_{m,k,i}$	Standardunsicherheit der Komponente k im BIN i an Windturbine m	[W][kg/m ³]
$u_{l,j}$	Standardunsicherheit der Komponente l im BIN j	[W]
$u_{m,i}$	Standardunsicherheit der Luftdichtekorrektur der Kategorie B im BIN i	[m/s]
u_N	Unsicherheitskomponente der Gondelwindgeschwindigkeit	
$u_{NTFM,i}$	Grobe Abschätzung des Ausmaßes der Abweichung bei den Ergebnissen von einer zu unterschiedlichen Jahreszeiten mit derselben Messeinrichtung gemessenen NTF	[W] [m/s]
$u_{wind\ farm_AEP}$	Gesamtunsicherheit der AEP eines Windparks	[Wh]
$u_{P,i}$	Standardunsicherheit der Kategorie B der Leistung im BIN i	[W]
$u_{sc,i,j}$	Unsicherheitskomponente der Standortkalibrierung der Windgeschwindigkeit im BIN i und der Windrichtung im BIN j	[W]
$u_{V,i}$	Standardunsicherheit der Kategorie der Windgeschwindigkeit im BIN i	[W]
u_{WD}	Unsicherheit der Windrichtung	[m/s]
$u_{WD,sensor}$	Unsicherheit der Windrichtung, gemessen an der Gondel	[°]
u_{YAW}	Unsicherheit der Windrichtung, Gierkomponente	[°]
$u_{T,i}$	Standardunsicherheit der Lufttemperaturkorrektur der Kategorie B im BIN i	[K]
$u_{\alpha,i,j}$	Kombinierte Standardunsicherheit der Standortkalibrierung der Windgeschwindigkeit im BIN i und Windrichtung	[m/s]
$u_{c,m,i}$	Kombinierte Unsicherheit der Leistung im BIN i an Windturbine m	[W]
V	Windgeschwindigkeit	[m/s]
V_{ave}	Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
V_{free}	Gemessene Gondelwindgeschwindigkeit, korrigiert mit der Gondelübertragungsfunktion	[m/s]
V_i	Normalisierte und gemittelte Windgeschwindigkeit im BIN i	[m/s]

Symbol	Beschreibung	Einheit
V_n	Normalisierte Windgeschwindigkeit	[m/s]
$V_{n,i,j}$	Normalisierte Windgeschwindigkeit von Datensatz j im BIN i	[m/s]
$V_{met,i}$	Gemittelte BINs der Messmast-Windgeschwindigkeit im BIN i, Windgeschwindigkeit gemessen mit dem Gondelanemometer	[m/s]
$V_{nacelle}$	Messwert des Gondelanemometers, wofür die Windgeschwindigkeit der freien Anströmung abzuschätzen ist	
V_{10min}	Gemessene Windgeschwindigkeit, über 10 min gemittelt	[m/s]
VP	Windgeschwindigkeit, bewertet nach der Ausgangsleistung	
X	Entfernung in windwärtiger Richtung des Hindernisses, zum Messmast oder zur Windturbine	[m]
Z	Höhe über Mastfuß	[m]
Z_0	Rauigkeitslänge	[m]
A	Gestörter Sektor	[°]
α_j	Verhältnis von Windgeschwindigkeiten in Windrichtung BIN j (Position der Windturbine zur Position des Messmastes)	
ΔU_z	Einfluss eines Hindernisses auf den Unterschied der Windgeschwindigkeit	[m/s]
P	Korrelationsbeiwert	
$\rho_{k,l,i,j}$	Korrelationsbeiwert zwischen Unsicherheitskomponente k in BIN i und Unsicherheitskomponente l in BIN j	
$\rho_{k,m,n}$	Korrelationsbeiwert zwischen Windturbine m und Windturbine n für Komponente k	
$\rho_{k,m,l,i,j,n}$	Korrelationsbeiwert zwischen Unsicherheitskomponente k in BIN i an Turbine m und Unsicherheitskomponente l in BIN j an Turbine n	
P_0	Referenzluftdichte	[kg/m ³]
P_{10min}	Abgeleitete Luftdichte, über 10 min gemittelt	[kg/m ³]
$\rho_{ubi,m,n}$	Korrelationsbeiwert für Druck	
$\rho_{umi,m,n}$	Korrelationsbeiwert für Verfahren	
$\rho_{upi,m,n}$	Korrelationsbeiwert für elektrische Leistung	
$\rho_{sp,m,n}$	Statistischer Korrelationsbeiwert	
$\rho_{uti,m,n}$	Korrelationsbeiwert für Temperatur	
$\rho_{uvi,m,n}$	Korrelationsbeiwert für Windgeschwindigkeit	
$\sigma_{P,i}$	Standardabweichung der normalisierten Leistungsdaten im BIN i	[W]
σ_{10min}	Standardabweichung der Parameter, über 10 min gemittelt	
$\sigma_u/\sigma_v/\sigma_w$	Standardabweichungen von Längs-/Quer-/Vertikal-Windgeschwindigkeiten	[m/s]
Φ	Relative Feuchte (Bereich 0 bis 1)	
Ω	Winkelgeschwindigkeit	[s ⁻¹]

5 Übersicht des Messverfahrens

Dieses auf Gondelanemometrie basierende Verfahren zur Messung des Leistungsverhaltens ist mit dem in IEC 61400-12-1 beschriebenen Normverfahren vergleichbar, bei dem Daten zur Charakterisierung der Leistungskurve einer Windturbine, d. h. der Leistung als eine Funktion der freien Anströmung, erhalten werden. Bei beiden Verfahren ist die Windgeschwindigkeit der freien Anströmung die horizontale Komponente der freien Anströmung, die an der Position der Achse des Rotors der Windturbine bestehen könnte, wäre die Windturbine nicht vorhanden, um den Wind zu behindern. Bei dem Verfahren nach IEC 61400-12-1 wird ein Anemometer an einem Messmast in einer Entfernung zwischen dem 2fachen und dem 4fachen Rotordurchmesser zur Windturbine angebracht. In flachem Gelände liefert diese Position eine verhältnismäßig gute Abschätzung der Windgeschwindigkeit, die an der Windturbine herrschte, wäre diese nicht vorhanden. In kompliziert strukturiertem Gelände wird mit einer Standortkalibrierung die Unausgeglichenheit der Windgeschwindigkeit zwischen dem Messmast und der Position der Achse des Rotors der Windturbine korrigiert.

Bei diesem Verfahren der Gondelanemometrie wird die Anströmung mit einem Anemometer gemessen, das auf oder vor der Windturbinengondel angebracht ist. Diese Position befindet sich relativ nahe der Achse des Windturbinenrotors, so dass das umgebende Gelände und Hindernisse eine geringe Möglichkeit haben, um die Anströmung zwischen den verlangten und tatsächlichen Messpositionen zu beeinträchtigen. Der Windturbinenrotor und die Gondel stören die Anströmung jedoch beträchtlich. Deshalb ist es notwendig, diese Störung zu quantifizieren und sie bei dem Messverfahren zu berücksichtigen. Das vorliegende Verfahren beschreibt diese Störung als Ausdruck einer Gondelübertragungsfunktion (NTF), die experimentell, wie in Anhang D beschrieben, erhalten wird, und legt Kriterien zur Untersuchung fest, ob eine Übertragungsfunktion für eine bestimmte Windturbine gültig ist.

Sobald die Übertragungsfunktion erlangt wurde, ist das Verfahren der Gondelanemometrie zur Erstellung einer Leistungskurve, der Gondelleistungskurve (NPC), mit dem Verfahren in IEC 61400-12-1 vergleichbar. Im vorliegenden Schriftstück wird dieser Teil des Verfahrens als „Messung des Leistungsverhaltens“ bezeichnet. Es werden ähnliche Daten wie die bei der Messung nach IEC 61400-12-1 mit der Windgeschwindigkeit (Gondel bezogene Windgeschwindigkeiten anstatt Messmast bezogene Windgeschwindigkeiten), Windrichtung (durch die Gierstellung von Windturbine und Windfahne anstelle der Anwendung einer Windfahne am Messmast), elektrische Leistung, Lufttemperatur, Luftdruck und weitere Bedingungen erhalten. Die Übertragungsfunktion wird auf die gemessene Windgeschwindigkeit in einer Weise angewendet, die analog zu der ist, die bei Korrekturen der Standortkalibrierung angewendet wird. Gültige Daten werden ausgewählt und in BINs umgewandelt und die NPC wird in Tabellenform und grafisch dargestellt. AEP und die Messunsicherheiten werden bestimmt und aufgezeichnet.

Wenn das in dieser Norm beschriebene Verfahren angewendet wird, sind die folgenden Punkte ordnungsgemäß zu notieren. Die Definition der sich ergebenden Leistungskurve ist nicht identisch mit der in IEC 61400-12-1, weil die Übertragungsfunktion nur festgelegt und angewendet werden kann, wenn der Rotor Leistung aus der Anströmung des Windes entzieht (d. h. Windturbine am Netz). Außerdem beruht dieses Verfahren auf der Annahme, dass die Einflüsse der Geländeform von den Rotoreinflüssen getrennt werden können, d. h., die Geländeeinflüsse werden bei der Standortkalibrierung eliminiert, die Rotoreinflüsse hingegen in der Übertragungsfunktion. Die Annahme, dass alle Einflüsse des Geländes bei der Standortkalibrierung erfasst werden, liegen also der IEC 61400-12-1 zugrunde. Die Gültigkeit dieser Annahme übt jedoch einen starken Einfluss bei der Verfahrensweise nach IEC 61400-12-2 aus. Aus diesem Grund muss ein zusätzlicher Beitrag der Unsicherheit durch Geländeeinflüsse berücksichtigt werden. Schließlich beruht dieses Verfahren auf der Annahme, dass die Übertragungsfunktion und die sich daraus ergebende Leistungskurve keiner jahreszeitlich bedingten Abhängigkeit unterliegen. Es gibt ausreichend Beweise, um diese Annahme anzuzweifeln. Deshalb spiegelt die Beurteilung der Unsicherheit die jahreszeitliche Abhängigkeit wider. Der Anwender der vorliegenden Norm muss sich über diesen Sachverhalt im Klaren sein, wenn er diese Norm in der Praxis anwendet.

Zu beachten ist, dass die Standortkalibrierung für die Messung einer Gondelleistungskurve nicht relevant ist. Die Standortkalibrierung kann jedoch zur Ermittlung der NTF erforderlich sein.

Eine graphische Darstellung des gesamten Messverfahrens der Gondelleistungskurve kann Bild 1 entnommen werden.

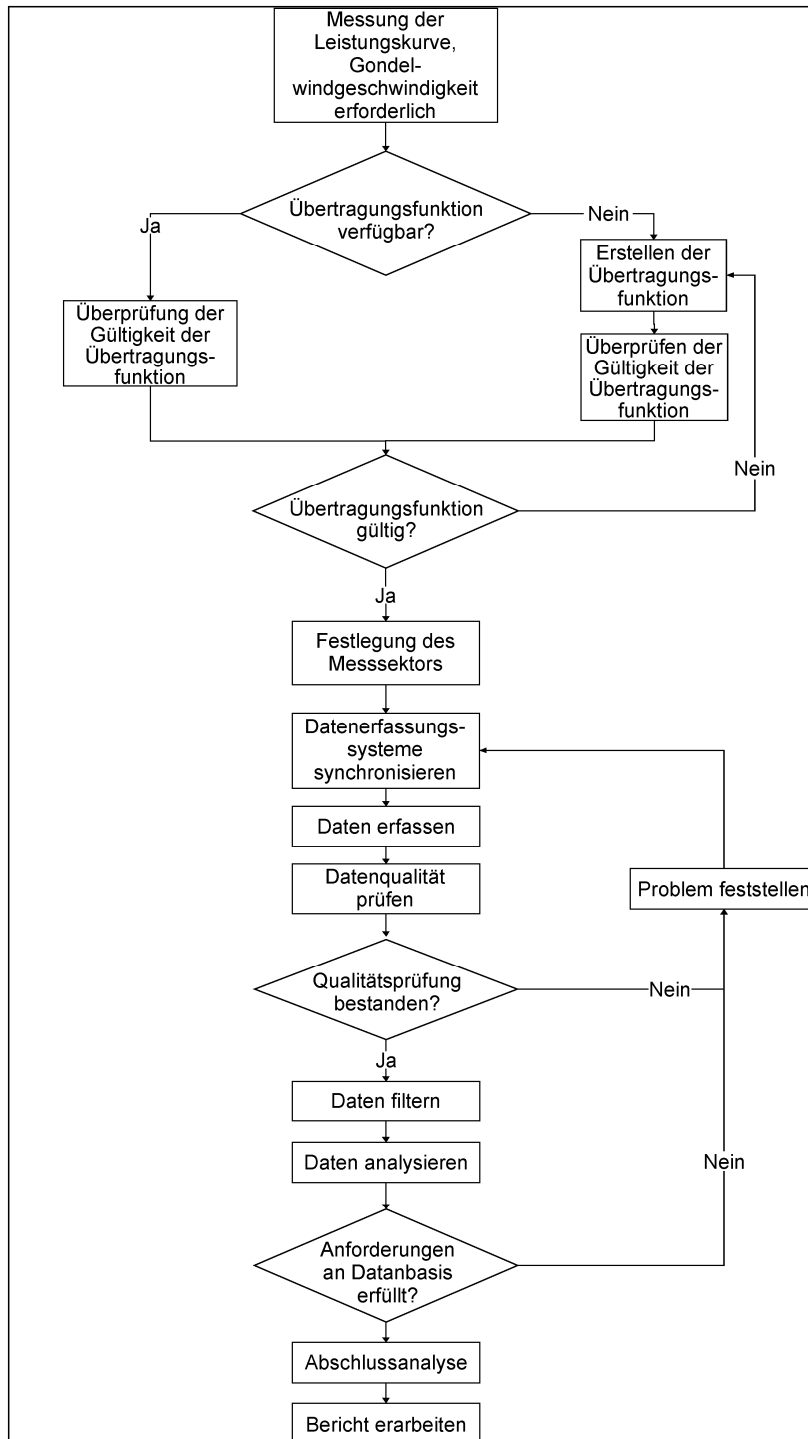


Bild 1 – Verfahrenstechnische Übersicht

6 Vorbereitungen zur Leistungsmessung

Die speziellen Messbedingungen hinsichtlich der Messung des Leistungsverhaltens der Windturbine müssen, wie ausführlich im Abschnitt 10 dargelegt, umfassend dokumentiert und beschrieben werden.

6.1 Generatorsystem der Windturbine

Die Windturbine muss, wie ausführlich im Abschnitt 10 dargelegt, beurteilt, dokumentiert und beschrieben werden, um den spezifischen konstruktiven Aufbau der Maschine eindeutig zu identifizieren, die vermessen wird.

Der Windturbinenaufbau hat wesentlichen Einfluss auf die Kurve der gemessenen Leistung der Windturbine. Besonders von Gondel und Rotor stammende Einflüsse der Strömungsverteilung führen dazu, dass sich die an der Windturbinengondel gemessene Windgeschwindigkeit, obwohl unmittelbar in der Nähe, von der Windgeschwindigkeit der freien Anströmung unterscheidet.

Der Windturbinenaufbau muss in Hinblick auf Einflussquellen mit der NTF beurteilt werden, um:

- die Gültigkeit einer zuvor entwickelten Gondelübertragungsfunktion (Anhang C) zu ermitteln;
- eine entsprechende Gondelübertragungsfunktion zu entwickeln und
- die Unsicherheit durch Störung der Anströmung zu bewerten.

Mindestens folgende Faktoren müssen berücksichtigt werden:

- Messgeräteausstattung der Windturbine;
 - Position von Anemometer und Windfahne;
 - Typ von Anemometer und Windfahne;
 - Kalibrierung von Anemometer und Windfahne;
 - Anbringung von Anemometer und Windfahne;
 - Verfahrensweise bei der Datenerfassung und Zeitpunkte der Mittelwertbildung;
- Windturbinenanlage;
 - Typ des Blattes und die vom Rotor überstrichene Fläche;
 - aerodynamische Einrichtungen an den Blättern (Wirbelgeneratoren usw.);
 - Null-Pitch-Offset des Rotorblattes;
 - Betriebsart;
 - Gondelform;
 - Position von Flugsicherungsleuchten;
 - Steuer- und Regelungsparameter;
 - Steuer- und Regelungsstrategie.

Der Windturbinenaufbau muss, wie in Abschnitt 10 dargelegt, umfassend dokumentiert und beschrieben werden.

6.2 Messstandort

Die Bedingungen am Messstandort können die Unsicherheit von Messungen des Leistungsverhaltens beträchtlich vergrößern. Obwohl die Nähe des Gondelanemometers zur geforderten Messposition (die Rotorachse) die Störung verringert, die bei einem Anemometer auftritt, das an einem Messmast und dem Windturbinenrotor angebracht ist, können die Topografie und Hindernisse die Messergebnisse dennoch beeinflussen.

Der Messstandort muss im Hinblick auf Ursachen der Störung der Anströmung bewertet werden, um:

- einen geeigneten Messsektor festzulegen, wobei die Lage von Hindernissen und die Klassifizierung des Geländes zu berücksichtigen sind;
- die Unsicherheit der Leistungskurve durch Störung der Anströmung zu bewerten.

Folgende Faktoren müssen besonders berücksichtigt werden:

- Topografische Variationen und Referenz-Rauigkeitslänge (wie in IEC 61400-1 festgelegt);

- andere Windturbinen;
- Turbulenzen als Funktion von Windgeschwindigkeit und Windrichtung;
- Hindernisse (Gebäude, Bäume usw.).

Zwei Faktoren sind besonders wichtig. Erstens, andere Windturbinen oder Hindernisse in windwärts gelegener Richtung der zu vermessenden Windturbine erzeugen Nachlaufströmungen, die sowohl die Stromproduktion der zu vermessenden Windturbine als auch die Messungen mit dem Gondelanemometer beeinträchtigen. Gegenwärtig gibt es keine technischen Möglichkeiten, um diese Strömungen bei den Messaktivitäten zu verringern. Deshalb müssen Nachlaufströmungen verhindert werden. Zweitens, topografische Variationen können den vertikalen Winkel des Vektors der Anströmung an die Windturbine verändern. In Abhängigkeit von der Position des Anemometers auf der Gondel kann die Gondelübertragungsfunktion durch Änderungen des vertikalen Anströmwinkels beträchtlich verändert sein. Deshalb sollte die Beziehung von örtlicher Windgeschwindigkeit am Gondelanemometer zum vertikalen Anströmwinkel beurteilt werden. Gestützt auf diese Beziehung und die Topologie des Messstandortes können bestimmte Windrichtungen ausgeschlossen werden.

Weitere Bedingungen am Messstandort können die Messergebnisse nachteilig beeinflussen. Diese Bedingungen lassen sich durch weitere Ausschließungen von zulässigen Windrichtungen ausweisen, sofern sie im Messbericht eindeutig angegeben sind. Windrichtungen, die aufgrund der oben zitierten Gründe nicht ausgeschlossen sind, werden als Messsektor bezeichnet, obwohl der Messsektor nicht zusammenhängend zu sein braucht.

Weil das örtliche Gelände die NTF und NPC beeinflussen kann, wird in diesem Abschnitt eine Klassifizierung des Geländes vorgeschlagen, um eine Abschätzung des Beitrags der Unsicherheit von unterschiedlichen Geländearten zu ermöglichen.

Eine Komponente der Unsicherheit in der NTF bezieht sich auf die Kompliziertheit von Geländestrukturen. Um die geländebezogene Komponente der Unsicherheit in der NTF beurteilen zu können, muss ein mit RIX_{10} bezeichneter Rauigkeitsindex für jeden 10° -Richtungssektor um die zu vermessende Windturbine herum berechnet werden. Der Rauigkeitsindex wird nach folgendem Verfahren berechnet:

1. Digital wird eine topografische Karte mit einem Radius von 20 Rotordurchmessern von der zu vermessenden Windturbine dargestellt;
2. in einem gegebenen Richtungssektor von 10° Breite werden im Abstand von jeweils 30 Metern Höhenpunkte entlang einer Linie bestimmt, die sich durch die Mitte des Richtungssektor erstreckt;
3. die Neigung zwischen benachbarten Höhenpunkten (*elevation*) wird wie folgt berechnet:

$$slope_i = \frac{(elevation_i - elevation_{i-1})}{30} \quad (1)$$

dabei sind $elevation_i$ und $elevation_{(i-1)}$ die Höhen über Normal-Null bei benachbarten Höhenpunkten, angegeben in Meter; das wird für sämtliche Höhenpunkte in einer Entfernung von bis zu 20 Rotordurchmessern berechnet.

4. der Rauigkeitsindex wird als prozentualer Anteil berechneter Neigungen innerhalb eines gegebenen Richtungssektors, der 10 % überschreitet (bezeichnet als RIX_{10}), berechnet.

Eine Bergrückenformation muss anders behandelt werden, weil sie möglicherweise aus nur einem Punkt besteht, der im oben erwähnten Verfahren als kompliziertes Gelände identifiziert wird, und deshalb unkorrekt als Klasse 2 klassifiziert werden könnte. Ein Bergrücken ist als eine Stufe in Geländehöhe definiert, wobei die Stufe größer als $0,08(H + D)$ ist, wobei H = Nabenhöhe und D = Rotordurchmesser ist. Die Geländeklasse für Gelände mit einer Bergrückenformation muss um mindestens eine Klasse höher definiert werden als es im oben genannten Verfahren festgelegt ist, und möglicherweise zwei Klassen höher, abhängig davon, wie steil und groß der Bergrücken ist.

Tabelle 1 – Klassifizierung des Geländes

RIX₁₀	Geländeklasse
Nach IEC 61400-12-1, Anhang B (Zu verwenden $L = 2,5 D$)	1
$0 \leq \text{RIX}_{10} < 8$, jedoch nicht Klasse 1	2
$8 \leq \text{RIX}_{10} < 16$	3
$16 \leq \text{RIX}_{10} < 24$	4
$24 < \text{RIX}_{10}$	5

Der Messsektor muss nach dem in Anhang B beschriebenen Verfahren bestimmt werden. Der Messstandort und der Messsektor müssen, wie in Abschnitt 10 dargelegt, ausführlich beschrieben werden.

6.3 Übertragungsfunktion der Gondelwindgeschwindigkeit

Dieses Verfahren für die Messung des Leistungsverhaltens einer Windturbine erfordert eine Übertragungsfunktion der Gondelwindgeschwindigkeit. Mit dieser Übertragungsfunktion lässt sich vorhersagen, ob die mit einem an der Gondel angebrachten Anemometer gemessene Windgeschwindigkeit der freien Anströmung in der Position der Achse des Turbinenrotors läge, wenn die Turbine nicht vorhanden wäre. Gewöhnlich ist diese Übertragungsfunktion nur für bestimmte Windturbinen-Konfigurationen, vertikale Anströmneigungswinkel und bezüglich der Gondel horizontale Windrichtungen gültig. Die spezielle Windturbinen-Konfiguration, Standort- und Messbedingungen müssen überprüft werden, um festzustellen, ob eine zuvor entwickelte Übertragungsfunktion für die vorliegende Messung des Leistungsverhaltens gültig ist, wie im Einzelnen in Anhang C aufgeführt. Steht keine Übertragungsfunktion zur Verfügung oder es hat sich eine zuvor bemessene Übertragungsfunktion für die speziellen Messbedingungen als ungültig herausgestellt, dann muss die Übertragungsfunktion der Gondelwindgeschwindigkeit nach dem in Anhang D beschriebenen Verfahren bemessen werden.

Eine Übertragungsfunktion kann in einem wesentlich komplizierteren Gelände angewendet werden als dort, wofür sie bemessen wurde; wo die NTF nach Klasse 1 bemessen wurde, kann sie auf die Klassen 1 bis 5 angewendet werden. Die Anwendung einer Übertragungsfunktion auf weniger kompliziertes Gelände wird nicht empfohlen und deshalb kann es nur einen Unterschied von 1 in der Klasse geben. Demnach kann eine in Klasse 3 ermittelte Übertragungsfunktion auf die Klassen 2 bis 5 angewendet werden, aber nicht auf Klasse 1.

Die Unsicherheit dieser NTF muss wie ausführlich in Anhang E beschrieben bewertet werden.

6.4 Messplan

Vor der Messung muss ein so umfassender Messplan aufgestellt werden, wie es sich vor den Messungen entscheiden lässt, der die in Abschnitt 10 der vorliegenden Norm behandelten Angaben betrifft. Hinsichtlich der Organisation des Ablaufs der Messung, Sicherheit und Informationsaustausch sollten auch die Anweisungen von Anhang K berücksichtigt werden.

7 Messeinrichtung

7.1 Elektrische Leistung

Die elektrische Nennleistung der Windturbine muss mit einem Leistungsmessgerät (z. B. Leistungsmessumformer) gemessen werden und muss auf Strom- und Spannungsmessungen an jeder Phase beruhen.

Die Klasse der Stromwandler muss die Anforderungen von IEC 60044-1 und die Klasse der Spannungswandler, falls verwendet, muss die Anforderungen von IEC 60186 erfüllen. Es müssen Wandler der Klasse 0,5 oder besser sein.

Die Genauigkeit des Leistungsmessgerätes, sofern es sich um einen Leistungsumformer handelt, muss die Anforderungen von IEC 60688 erfüllen und es muss eines der Klasse 0,5 oder besser sein. Handelt es sich bei dem Leistungsmessgerät um keinen Leistungsumformer, dann sollte dessen Genauigkeit der Leistungsumformer der Klasse 0,5 entsprechen. Der Arbeitsbereich des Leistungsmessgerätes muss so eingestellt werden, dass alle momentan von der Windturbine erzeugten positiven und negativen Höchstwerte gemessen werden können. Als Richtwert sollte der gesamte Messbereich des Leistungsmessgerätes auf -50 % bis +200 % von der Nennleistung der Windturbine eingestellt werden. Sämtliche Daten müssen während der Messung in regelmäßigen Abständen überprüft werden, um sicherzustellen, dass die Bereichsgrenzen des Leistungsmessgerätes nicht überschritten wurden. Der Leistungsumformer muss auf nationale Normen rückverfolgbar kalibriert werden. Das schließt auch die Möglichkeit einer Verifizierung am Standort ein. Das Leistungsmessgerät muss zwischen Windturbine und dem elektrischen Anschluss angebracht sein, um sicherzustellen, dass nur die elektrische Nettowirkleistung (d. h. verringert um den Eigenverbrauch) gemessen wird. Es muss festgelegt werden, ob die Messungen auf der Turbinenseite oder der Netzwerkseite des Wandlers vorgenommen werden.

7.2 Windgeschwindigkeit

7.2.1 Gondelwindgeschwindigkeit

Die Messung der Gondelwindgeschwindigkeit muss mit einem auf der Gondel angebrachten Anemometer vorgenommen werden, das die Anforderungen von Anhang H erfüllt. Die zu messende Windgeschwindigkeit ist als Mittelwert der horizontalen Komponente des momentanen Windgeschwindigkeitsvektors einschließlich nur der Längs- und Seitenkomponenten, jedoch nicht der vertikalen Komponenten definiert. Sämtliche angegebenen Windgeschwindigkeiten und mit den Betriebsdaten verbundenen Unsicherheiten müssen sich auf diese Definition der Windgeschwindigkeit beziehen.

Das Anemometer muss vom gleichen Typ und in der gleichen Weise angebracht sein, wie das Anemometer, das zum Messen der NTF benutzt wird, wie in Anhang D beschrieben.

Die Einzelheiten der Signale sind so anzugeben, wie in Abschnitt 10 beschrieben.

Vor der Messkampagne muss das Anemometer nach dem in IEC 61400-12-1 und/oder in Anhang D beschriebenen Verfahren kalibriert werden. Die zum Kalibrieren des Anemometers für die Windgeschwindigkeitsmessung zur Anwendung kommende Anordnung muss der gleiche sein wie der Aufbau, der für die Messung der NTF benutzt wird. Die Kalibrierung ist für eine Betriebsdauer von einem Jahr vor Ort gültig. Das Anemometer muss entweder nach der Messung kalibriert werden oder es müssen zwei nebeneinander angebrachte Anemometer benutzt werden, damit die bestimmungsgemäße Funktion der Anemometer sichergestellt ist. Empfohlen wird eine erneute Kalibrierung nach der Messung, weil sie objektivere und genauere Ergebnisse liefert. Wird eine Kalibrierung vor Ort vorgenommen, muss das in IEC 61400-12-1 beschriebene Verfahren angewendet werden.

Ratsam ist, das Anemometer wie in Anhang A empfohlen anzubringen.

Die Unsicherheit der Windgeschwindigkeitsmessung leitet sich von fünf Hauptquellen ab (siehe Tabelle E.2):

- Kalibrierung des Messgerätes;
- Betriebskennwerte des Anemometers;
- Störungen der Anströmung, hervorgerufen durch Einflüsse von Messgeräteanbringung und Gondel;
- Einflüsse des Geländes;
- Einfluss des Windturbinenrotors auf das Anemometer.

Die Unsicherheit der Kalibrierung muss mit einem Verfahren abgeleitet werden, das mit dem in IEC 61400-12-1 beschriebenen Verfahren vergleichbar ist. Die sich aus den Betriebskennwerten ergebende Unsicherheit muss aus der Klassifizierung der Windmessung in IEC 61400-12-1 abgeleitet werden. Die Unsicherheit durch Einflüsse der Anbringung muss nach Anhang E abgeleitet werden. Die Unsicherheit durch den Einfluss des Rotors muss aus Anhang E abgeleitet werden.

7.3 Windrichtung

7.3.1 Messung der Windrichtung

Die Messung der Windrichtung auf der Gondel der Windturbine wird durch die Gierstellung der Windturbine beeinflusst. Die Windfahne liefert ein Signal bezüglich der Gierstellung der Windturbine. Wichtig ist zu bedenken, dass die momentane Windrichtung auch durch die Nauchlaufströmung vom Windturbinenrotor beeinflusst wird. Das Signal der Windrichtung muss deshalb eine Kombination des momentanen Signals der Gierstellung der Gondel und des momentanen Signals der Wetterfahne sein. Diese Ergänzung kann erst dann vorgenommen werden, nachdem die Ausgangsdaten gemittelt wurden.

7.3.2 Gierstellung der Gondel

Die Gierstellung der Turbinengondel muss gemessen werden. Dafür kann das Signal von der Windturbinenregelung benutzt werden. Das Signal der Gierstellung der Windturbinengondel muss an Ort und Stelle verifiziert werden, um die bestimmungsgemäße Funktion zu ermitteln und die Stellung bezüglich der wahren Nordrichtung festzustellen. Empfohlen wird, diese Verifizierung durch Vergleich der gemessenen Gierstellung mit bekannten Kompassrichtungen zu mehreren bekannten Bezugspunkten vorzunehmen; zulässig sind jedoch auch andere Verfahrensweisen.

Vorgeschlagen wird, eine Überprüfung vorzunehmen, mit der sichergestellt ist, dass sich das Signal für die Ausrichtung der Gondel bei der gemessenen Leistungskurve nicht verändert hat.

7.3.3 Gondelwindrichtung

Die Gondelwindrichtung ist zu bestimmen. Dafür kann das Signal von der Windturbinenregelung benutzt werden. Ein dafür verwendetes Messgerät muss auf einem Montageträger der Gondel angebracht werden wie in Anhang A beschrieben. Das Signal der Gondelwindrichtung muss an Ort und Stelle verifiziert werden, um die bestimmungsgemäße Funktion zu bestimmen und die Stellung bezüglich der wahren Nordrichtung festzustellen (bezüglich der Gierstellung der Gondel).

Außer der Entwicklung einer NTF zur Ermittlung des Rotoreinflusses auf die Windgeschwindigkeit ist auch die Entwicklung einer NTF zur Bestimmung des Rotoreinflusses auf die Windrichtung möglich, wie es kurz in Anhang D beschrieben ist. Die Unsicherheit durch Störung der Anströmung rund um die Gondel lässt sich durch Anwendung einer Übertragungsfunktion der Windrichtung verringern, die mit den Daten aus der Übertragungsfunktion der Gondelwindgeschwindigkeitsmessung bestimmt wird. Wird eine Gondelübertragungsfunktion der Windrichtung entwickelt, sollte auch eine Standortkalibrierung für die Windrichtung beige-steuert werden, die nach einer Verfahrensweise erfolgt, die mit der der Standortkalibrierung der Windgeschwindigkeit vergleichbar ist.

Die Signaleinheiten müssen so angegeben werden wie in Abschnitt 10 ausführlich dargelegt.

7.4 Luftdichte

Die Luftdichte ist von der Messung der Temperatur der Umgebungsluft und des Luftdruckes mittels Gleichung (4) herzuleiten (siehe Abschnitt 9.) Bei hohen Temperaturen wird auch empfohlen, zusätzlich die relative Luftfeuchte zu messen und die Luftdichte unter Berücksichtigung der Auswirkung der Luftfeuchte mit Gleichung (3) dementsprechend zu korrigieren.

$$\rho = \frac{1}{T} \left(\frac{B}{R_0} - \phi P_w \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (3)$$

Dabei ist

- B der Luftdruck [Pa];
- T die absolute Temperatur [K];
- ϕ die relative Luftfeuchte (Bereich 0 bis 1);
- R_0 die Gaskonstante von trockener Luft [287,05 J/kgK];
- R_w die Gaskonstante von Wasserdampf [461,5 J/kgK];
- P_w der Dampfdruck [Pa];

$$P_w = 0,000\,020\,5e^{0,063\,184\,6T} \quad (4)$$

wobei der Dampfdruck P_w von der mittleren Lufttemperatur abhängt.

Messungen von Lufttemperatur, Druck und Feuchte müssen bei Umgebungsbedingungen erfolgen (d. h. nicht unter Bedingungen im Innern der Gondel). Wenn der Sensor (Messwertaufnehmer) des Luftdrucks auf der Windturbine angebracht ist, muss er so platziert werden, dass die Messung nicht von den Rotorblättern oder sonstigen Ausrüstungseinrichtungen der Windturbine, wie z. B. vom Belüftungssystem, beeinträchtigt wird.

Der Temperatursensor (und gegebenenfalls der Feuchtigkeitssensor) müssen innerhalb einer Entfernung von 10 m auf Nabenhöhe angebracht werden, entweder an der Windturbine selbst oder an einem Messmast in einer Entfernung von vier Rotordurchmessern von der Windturbine. Der Temperatursensor muss die Außentemperatur der Umgebungsluft ohne jegliche Beeinflussung durch die Ausrüstung der Windturbine, z. B. Belüftungs- oder Heizsystem, messen.

Der Luftdruck muss innerhalb einer Entfernung von 5 km von der Windturbine gemessen und mit dem NPC-Messsystem bis auf 10 min genau synchronisiert werden. Wenn der Luftdrucksensor nicht in der Nähe der Rotornabe in gleicher Höhe über Meereshöhe (ASL) angebracht ist, sind die Luftdruckmessungen nach ISO 2533 auf die Nabenhöhe über Meereshöhe zu korrigieren.

Die kombinierte Unsicherheit des Temperatursignals muss weniger als 3 °C betragen. Die kombinierte Unsicherheit des Luftdrucksignals muss weniger als 10 hPa betragen.

7.5 Rotordrehzahl

Die Rotordrehzahl der Windturbine sollte gemessen oder verifiziert werden, indem überprüft wird, ob sich die betreffenden Parametereinstellungen der Windturbine während der Dauer der Messung nicht verändert haben. Diese Messung wird vorgenommen, um die Gültigkeit der Anwendung der NTF abzusichern.

7.6 Blatteinstellwinkel

Empfohlen wird, die Blatteinstellwinkel der Windturbine zu messen oder zu verifizieren, indem überprüft wird, ob sich die betreffenden Parametereinstellungen der Windturbine während der Dauer der Messung nicht verändert haben. Diese Messung wird vorgenommen, um die Gültigkeit der Anwendung der Übertragungsfunktion der Gondelwindgeschwindigkeit abzusichern.

7.7 Generatorstatus der Windturbine

Um die Ablehnungskriterien nach 8.6 anwenden zu können, müssen genügend Statussignale erfasst, verifiziert und überwacht werden. Es ist ausreichend, diese Parameter aus dem Datensystem der Windturbinenregelung, soweit vorhanden, auszukoppeln. Gewöhnlich ist ein Statussignal des Generator-Netzanschlusses ausreichend. Vorgeschlagen wird die Erlangung eines Statussignals „Betriebsbereitschaft“, um den Funktionszustand der Windturbine (betriebsbereit oder nicht betriebsbereit) einwandfrei festzustellen. Die Definition jedes Statussignals ist aufzuzeichnen.

Es wird empfohlen, den Überblick über den Online- und Offline-Betrieb der Windturbine zu behalten, wie in Abschnitt 10 beschrieben (Tabelle 1).

7.8 Datenerfassung

Um die Messwerte zu erfassen und aufbereitete Daten zu speichern, muss ein Datenerfassungssystem mit einer Abtastrate von mindestens 1 Hz je Kanal angewendet werden.

Für die Datenerfassung kann das Datensystem der Windturbinenregelung (d. h. das SCADA-System) angewendet werden, solange es die Anforderungen erfüllt und ausreichend Einblick in die Rückverfolgbarkeit der Signale und Signalverarbeitung bietet.

Die Kalibrierung und Genauigkeit der Datensystemkette (Übertragung, Signalkonditionierung und Datenaufzeichnung) muss durch Einspeisung bekannter Signale an den Messwertwandlerterminals und Vergleich dieser Eingangssignale mit den aufgezeichneten Messwerten verifiziert werden. Das muss mit einer Messausrüstung vorgenommen werden, die auf nationale Normen zurückführbar kalibriert ist. Als Orientierungshilfe gilt, dass die Unsicherheit des Datenerfassungssystems im Vergleich mit der Unsicherheit der Sensoren vernachlässigbar sein sollte.

Jede(r) mit dem Datenerfassungssystem erfolgte Einflussnahme oder Eingriff auf die Daten muss angegeben werden. Folgende Überprüfungen sind vorzunehmen:

- jede mit dem Datenerfassungssystem vorgenommene Mittelwertbildung oder Datenfilterung muss so ausführlich beschrieben werden, dass sich deren Auswirkung auf die Daten und die Unsicherheit der Daten feststellen lässt;
- alle Innenkalibrierungen, an den Daten vorgenommene Verschiebungen oder Korrekturen müssen so ausführlich beschrieben werden, dass die Kalibrierungen, Verschiebungen oder Korrekturen bei der Datenverarbeitung rückgängig gemacht werden können;
- die Unsicherheit der gesamten Signalkette muss für jedes einzelne Signal berechnet werden;
- verifiziert werden muss eine Korrekturbehandlung des Nordsprungs der Windrichtung, die sich bei der Mittelwertbildung aus Daten der Windrichtung ergibt.

Lassen sich die Anforderungen dieses Abschnitts aufgrund der Tatsache nicht erfüllen, dass ein Datensystem der Windturbinenregelung benutzt wird, muss stattdessen ein separates, unabhängiges Datensystem installiert und benutzt werden, das in der Lage ist, diese Anforderungen zu erfüllen.

8 Messverfahren

8.1 Allgemeines

Die Zielstellung des Messverfahrens besteht darin, Daten zu erfassen, die eine Reihe von klar definierten Kriterien erfüllen, damit sichergestellt ist, dass die Daten von ausreichender Quantität und Qualität sind, um das Leistungsverhalten der Windturbine genau bestimmen zu können. Das Messverfahren muss, wie im Einzelnen in Abschnitt 10 angegeben, beschrieben werden, damit jeder Verfahrensschritt und jede Messbedingung überprüft und gegebenenfalls wiederholt werden kann.

Die Genauigkeit der Messergebnisse muss als Messunsicherheit angegeben werden, wie in Anhang E beschrieben. Während der Dauer der Messung müssen die Daten in regelmäßigen Abständen überprüft werden, um Ergebnisse von hoher Qualität und Wiederholbarkeit sicherzustellen. Diese Überprüfungen müssen dokumentiert werden. Messprotokolle sind aufzubewahren, um alle wichtigen Vorkommnisse während der Messung des Leistungsverhaltens zu dokumentieren.

8.2 Betrieb der Windturbine

Während der Dauer der Messung ist die Windturbine wie im Betriebshandbuch (oder in einer äquivalenten Betriebsvorschrift) vorgeschrieben normal zu betreiben, und die Maschinenkonfiguration darf nicht verändert werden. Der Funktionszustand der Windturbine muss wie in Abschnitt 7 beschrieben mit den Statussignalen dokumentiert werden, und es muss im Messbericht festgestellt werden, dass sich dieser im Verlauf der Messung nicht verändert hat. Im Verlauf der Messdauer muss die normale Wartung der Windturbine erfolgen, und diese Arbeiten sind im Messprotokoll festzuhalten. Alle speziellen Wartungsmaßnahmen, wie häufiges Waschen der Blätter, wodurch ein gutes Leistungsverhalten bei der Messung sicherstellt ist, müssen besonders aufgeführt werden. Derartig spezielle Wartungsmaßnahmen dürfen nicht routinemäßig durchgeführt werden.

8.3 Synchronisierung des (von) Datensystems(en)

Sofern die Signale bei einer Messung mit mehr als einem Datenerfassungssystem bestimmt werden, muss während der Messdauer die Synchronisierung aller Systeme durchgängig sichergestellt sein. Die maximale Abweichung der Synchronisation zwischen zwei beliebigen Datenerfassungssystemen muss im Zeitmittel weniger als 1 % betragen. Jede Verletzung dieser Anforderung an die Synchronisierung muss im Messbericht angegeben werden. Die Druckmessung ist von diesem Kriterium ausgenommen.

Um Probleme bei der Synchronisierung zu vermeiden, wird die Messung mit einem einzigen Messsystem vorgeschlagen. Die vorgeschlagene Zeitkonvention ist die koordinierte Weltzeit (UTC) oder eine Zeitreferenz auf UTC-Zeitbasis. Die bei jeder Aktualisierung vorgenommene Zeitkorrektur muss protokolliert werden. Die ausgewählte Zeitreferenz muss angegeben werden.

8.4 Datenerfassung

Die Daten müssen kontinuierlich mit einer Abtastrate von 1 Hz oder höher erfasst werden. Das Datenerfassungssystem muss als Minimum die Statistik von Datensätzen wie folgt speichern:

- 10-min-Mittelwert;
- 10-min-Standardabweichung
- 10-min-Höchstwert;
- 10-min-Mindestwert.

Die ausgewählten Datensätze müssen auf 10-min-Zeiträumen basieren, die von kontinuierlich erfassten Messwerten stammen. Es müssen so lange Daten erfasst werden, bis die in 8.8 festgelegten Anforderungen erfüllt sind.

Die normale Auswertung beruht auf der 10-min-Statistik der Messwerte. Diese wurde gewählt, um die Ergebnisse eng mit der IEC 61400-12-1 zu verbinden.

Wichtig ist zu beachten, dass sich an sich die Wahl der Anwendung der 10-min-Statistik auf die Messung des Leistungsverhaltens auswirkt, beispielsweise durch den Einfluss von Turbulenz. Ursprünglich wurde die 10-min-Periode u. a. ausgewählt, um die Zeit zu berücksichtigen, die der Wind benötigt, um vom Mast zur Windturbine zu strömen und um einen vernünftigen Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung herzustellen. Im Falle der Windmessung mit dem Gondelanemometer ist das nicht mehr notwendig und es gibt Argumente, um die Zeit für die Mittelwertbildung auf eine Zeitspanne von weniger als 10 min zu verringern.

Damit die Verbindung mit der IEC-Norm 61400-12-1 aufrechterhalten werden kann und gleichzeitig keine genauere Berichterstattung verhindert wird, wurde die Möglichkeit geschaffen, immer das auf der 10-min-Statistik beruhende Normalergebnis anzugeben, jedoch auch eine auf kürzeren Zeitspannen der Mittelwertbildung beruhende Auswertung zuzulassen. Die Gültigkeit der angewendeten Übertragungsfunktion sollte überprüft werden, wenn kürzere Integrationszeiten zur Anwendung kommen.

8.5 Qualitätskontrolle der Daten

Um sicherzustellen, dass die in der am Ende gültigen Datenbasis von Messergebnissen enthaltenen Daten fehlerfrei sind, müssen während oder vor der Datenverdichtung und den Auswertungsverfahren Qualitätskontrollen an den Daten vorgenommen werden. Die folgenden Abschnitte führen Beispiele von Qualitätskontrollverfahren auf; sie enthalten jedoch möglicherweise nicht alle erforderlichen Verfahren. Datenpunkte, die die vom Anwender festgelegten Kriterien der Qualitätskontrolle nicht erfüllen, müssen aus der gültigen Datenbasis gelöscht werden. Die gesamte Datenfiltertechnik muss wie in Abschnitt 10 gefordert ausführlich beschrieben werden. Diese Ablaufschritte gelten zusätzlich zu der Überprüfung/Kalibrierung des Messsystems wie in 6.1 beschrieben.

Messwerte liegen im Bereich und sind abrufbar

Sicherstellen, dass jeder Datensatz, in dem sich ein gefordertes Signal außerhalb des Signalbereichs befindet, aus der gültigen Datenbasis entfernt wird. Auf vergleichbare Weise sind Datensätze zu entfernen, bei denen ein oder mehrere der geforderten Signale nicht verfügbar sind oder bei einer oder mehreren Proben nicht anwendbar sind. Diese Zurückweisungen müssen entsprechend den in Abschnitt 10 aufgelisteten Anforderungen angegeben und beschrieben werden.

Einwandfrei funktionierende Sensoren

Der Mittelwert des einzelnen Datensatzes, die Statistik von Maximum, Minimum und Standardabweichung der Messwerte müssen regelmäßig überprüft werden, um sicherzustellen, dass die Werte mit den erwarteten Werten übereinstimmen (z. B. kein übermäßiges Signalrauschen oder Daten, bei denen die Sensoren durch deren Montageträger oder durch andere Sensoren beeinträchtigt werden). Zusätzlich zu den automatisierten Arbeitstechniken werden eine Abfragezeitreihe und/oder Streudiagramme eines Teildatensatzes der Messdaten (Datenbankabfrage) vorgeschlagen, um sicherzustellen, dass alle Unregelmäßigkeiten erkannt werden. Außerdem werden ähnliche Signale miteinander verglichen (z. B. direkte und Kontrollwindgeschwindigkeit am Messmast, gemessene Windturbinenleistung und unabhängiges Leistungssignal, Gierstellung der Windturbine zum Messmast oder Messung der benachbarten Windrichtung), damit sichergestellt ist, dass die Abweichungen mit den erwarteten Werten übereinstimmen. Fehlerverdächtige Daten sollten aus der gültigen Datenbasis ausgeschlossen werden. Diese Ausschließungen müssen aufgezeichnet und nach den Anforderungen in Abschnitt 10 angegeben werden.

Sicherstellen, dass Datenerfassungssystem(e) richtig funktioniert(en)

Es sollten Maßnahmen zur Verifizierung eingeleitet werden, dass das Datenerfassungssystem im Verlauf der Messung ordnungsgemäß funktioniert. Diese Maßnahme umfassen, sind jedoch nicht beschränkt auf:

- Sicherstellen, dass Datenaufzeichnungen nicht wiederholt werden;
- Untersuchen der Ursachen von maßgeblichen Datenlücken bei Messsignalen;
- Untersuchen von Unregelmäßigkeiten bei Messsignalen, die nicht den Datenlücken entsprechen.

Wurden einige Probleme aufgedeckt, müssen diese dokumentiert und aufgezeichnet werden. Die Überprüfungen selbst müssen ebenfalls angegeben werden.

8.6 Zurückweisung von Daten

Bestimmte Datensätze müssen aus der Datenbasis entfernt werden, um sicherzustellen, dass:

- Auswertung und Messergebnisse den normalen Betriebsbedingungen der Windturbine entsprechen;
- beschädigte und fehlerhafte Daten ausgeschlossen sind.

Die Datensätze müssen unter folgenden Umständen aus der Datenbasis entfernt werden:

- äußere Bedingungen, die Windgeschwindigkeit ausgenommen, liegen nicht im Arbeitsbereich der Windturbine;
- äußere Bedingungen liegen nicht im Arbeitsbereich der für die Messung angewendeten Messgeräte;

- die Windturbine ist nicht online (ausgenommen Windturbinen, die vorübergehend als Teil des Normalbetriebs offline gehen, z. B. Generatorschaltung. Diese Auswirkungen müssen erfasst und in der Leistungskurve zum Ausdruck kommen und der konkret angewendete Filter muss angegeben werden).
- die Windturbine ist durch äußere Faktoren, z. B. das Hochspannungsnetz, leistungsbegrenzt;
- Ausfall oder Verschlechterung der Messeinrichtung (z. B. durch Vereisung);
- der 10-min-Mittelwert der Windrichtung liegt außerhalb des Messsektors wie in 5.2.2 von IEC 61400-12-1 festgelegt;
- Rotorblattvereisungen;
- die Windgeschwindigkeit liegt außerhalb des Anwendungsbereichs der Übertragungsfunktion der Gondelwindgeschwindigkeit;
- Daten von Zeitspannen, bei denen die NTF ungültig ist, müssen entfernt werden (d. h. falsche Parametereinstellungen an der Windturbine).

Alle übrigen Zurückweisungskriterien müssen eindeutig angegeben werden.

Teilsätze einer unter besonderen Betriebsbedingungen angelegten Datenbasis (z. B. starke Rauigkeit durch Staub, Salz, Insekten, Eis) oder atmosphärischen Bedingungen (z. B. Niederschlag, Turbulenzintensität, Scherwind), die während der Dauer der Messung auftreten können, dürfen als besondere Datenbasis ausgewiesen werden.

Wenn die Netzfrequenz etwa um zwei oder mehr Hertz schwankt, könnte es zweckmäßig sein, die Leistung bei unterschiedlichen Frequenzhöhen als besondere Datenbasis auszuweisen. In diesem Fall sollten die Netzfrequenzen in Frequenz-BINs aufgeteilt werden, zentriert um ganzzahlige Vielfache der Netzfrequenz.

8.7 Datenkorrektur

Bei den ausgewählten Datenbeständen sollten folgende Datenkorrekturen zu folgenden Messungen vorgenommen werden:

- Luftdruckkorrektur zur Nabenhöhe der Windturbine über Meereshöhe (ASL) (falls nach 7.4 gefordert);
- die absolute momentane Windrichtung muss aus der Gierstellung der Gondel und der Stellung der Windfahne der Gondel ermittelt werden;
- von der Windturbinenregelung vorgenommene Signalmodifizierungen müssen berücksichtigt werden, um korrekte Endwerte sicherzustellen;
- soweit anwendbar und eindeutig aufgezeichnet dürfen Daten für Kalibrierungen, vorgenommene Datenverschiebungen oder vom Datenerfassungssystem vorgenommene Korrekturen korrigiert werden, damit höchste Datenqualität sichergestellt wird;
- die Gondelwindgeschwindigkeit muss mit der nach Anhang D ermittelten Übertragungsfunktion für die Windgeschwindigkeit der freien Anströmung korrigiert werden;
- weitere an den Daten vorgenommene Korrekturen müssen eindeutig und in allen Einzelheiten aufgezeichnet werden.

Die Einzelheiten der Datenkorrektur müssen nach Abschnitt 10 ausführlich angegeben werden.

8.8 Datenbasis

Nach der Datennormalisierung (siehe 9.1) müssen die ausgewählten Datensätze nach dem BIN-Verfahren sortiert werden (siehe 9.2). Die ausgewählten Datensätze müssen mindestens einen Windgeschwindigkeitsbereich bedecken, der sich von der Einschaltwindgeschwindigkeit bis zum 1,5fachen der Windgeschwindigkeit bei 85 % der Nennleistung der Windturbine erstreckt. Andernfalls muss sich der Windgeschwindigkeitsbereich von der Einschaltwindgeschwindigkeit bis zu einer Windgeschwindigkeit erstrecken, bei der die gemessene AEP größer oder gleich 95 % von der extrapolierten AEP ist (siehe 9.3). Im Bericht muss angegeben sein, welche der beiden Definitionen angewendet wurde, um den Bereich der Kurve der gemessenen Leistung zu bestimmen. Der Windgeschwindigkeitsbereich muss in zusammenhängende BINs von 0,5 m/s aufgeteilt und um ganzzahlige Vielfache von 0,5 m/s zentriert werden.

E DIN IEC 61400-12-2 (VDE 0127-12-2):2009-02

Die Datenbasis ist als vollständig anzusehen, wenn sie folgende Kriterien erfüllt:

- jedes BIN enthält mindestens 30 min an erfassten Daten;
- die Datenbasis enthält mindestens 180 h an erfassten Daten.

Sollte ein einziges unvollständiges BIN den Abschluss der Messung verhindern, kann dieser BIN-Wert durch lineare Interpolation der beiden benachbarten vollständigen BINs abgeschätzt werden.

Zur Vervollständigung der Leistungskurve bei hohen Windgeschwindigkeiten kann das folgende Verfahren angewendet werden. Bei Windgeschwindigkeiten über der 1,6fachen Windgeschwindigkeit bei 85 % der Bemessungsleistung darf der Messsektor geöffnet werden.

Die folgende Bedingung muss durch Anwendung dieser beiden Maßnahmen erfüllt sein: Die mit erweiterten Verfahren gemessene AEP weicht um weniger als 1 % von der AEP ab, die bis zum höchsten vollständigen Windgeschwindigkeits-BIN für die erweiterten Verfahren extrapoliert wurde (für die Rayleigh-Verteilung in 9.3).

Die Datenbasis muss im Messbericht nach Abschnitt 10 beschrieben werden.

9 Abgeleitete Ergebnisse

9.1 Normalisierung der Daten

Die erfassten Datensätze müssen auf zwei Werte der Referenzluftdichte normalisiert werden. Der erste Wert ist die Luftdichte auf Meereshöhe (NN) unter Bezug auf die ISO-Normalatmosphäre (1,225 kg/m³). Der andere Wert muss der Mittelwert der gemessenen Luftdichten am Messstandort während der Zeiträume der gültigen Datenerfassung sein, gerundet auf den nächsten 0,05-kg/m³-Wert. Benötigt wird keine Normalisierung auf die tatsächliche mittlere Luftdichte, wenn der Mittelwert der tatsächlich herrschenden Luftdichte innerhalb von (1,225 ± 0,05) kg/m³ liegt. Andernfalls kann die sonstige Normalisierung auf einen Nennluftdruck ausgeführt werden, der für den Standort festgelegt ist. Die Luftdichte kann aus der gemessenen Lufttemperatur und dem gemessenen Luftdruck nach folgender Gleichung ermittelt werden:

$$\rho_{10\min} = \frac{B_{10\min}}{R_0 \cdot T_{10\min}} \quad (4)$$

Dabei ist

- $\rho_{10\min}$ die abgeleitete Luftdichte, über 10 min gemittelt;
 $T_{10\min}$ die gemessene absolute Lufttemperatur, über 10 min gemittelt;
 $B_{10\min}$ der gemessene Luftdruck, über 10 min gemittelt;
 R_0 die Gaskonstante von trockener Luft mit 287,05 J/(kg × K).

Bei einer Windturbine mit Stallregelung mit konstantem Blatteinstellwinkel und konstanter Drehzahl muss die Datennormalisierung auf die gemessene Ausgangsleistung nach folgender Gleichung erfolgen:

$$P_n = P_{10\min} \cdot \frac{\rho_0}{\rho_{10\min}} \quad (5)$$

Dabei ist

- P_n die normalisierte Ausgangsleistung;
 $P_{10\min}$ die gemessene Leistung, über 10 min gemittelt;
 ρ_0 die Referenzluftdichte.

Bei einer Windturbine mit aktiver Leistungsregelung muss die Normalisierung auf die Windgeschwindigkeit nach folgender Gleichung erfolgen:

$$V_n = V_{\text{free}} \left(\frac{\rho_{10 \text{ min}}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (6)$$

Dabei ist

V_n die normalisierte Windgeschwindigkeit;

V_{free} die gemessene Gondelwindgeschwindigkeit, korrigiert mit der NTF, wie in Anhang D angegeben.

9.2 Ermittlung der gemessenen Leistungskurve

Die gemessene Leistungskurve wird durch Anwenden der „BIN-Verfahren“ auf die normalisierten Datensätze ermittelt, wobei 0,5-m/s-BINs verwendet und die Mittelwerte der normalisierten Windgeschwindigkeit und der normalisierten Ausgangsleistung für jedes Windgeschwindigkeits-BIN nach folgenden Gleichungen berechnet werden:

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (7)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (8)$$

Dabei ist

V_i die normalisierte und gemittelte Windgeschwindigkeit im BIN i ;

$V_{n,i,j}$ die normalisierte Windgeschwindigkeit des Datensatzes j im BIN i ;

P_i die normalisierte und gemittelte Ausgangsleistung im BIN i ;

$P_{n,i,j}$ die normalisierte Ausgangsleistung des Datensatzes j in BIN i ;

N_i die Anzahl der 10-min-Datensätze im BIN i .

Die Kurve der gemessenen Leistung muss so wie in Abschnitt 10 beschrieben dargestellt werden.

9.3 Jahresenergieerzeugung (AEP)

Allgemein wird die AEP durch Anwenden der Kurve der gemessenen Leistung auf verschiedene Verteilungen der Referenzwindgeschwindigkeit ermittelt. Als Verteilung der Referenzwindgeschwindigkeit muss eine Rayleigh-Verteilung angewendet werden, die einer Weibull-Verteilung mit dem Formfaktor 2 entspricht. Die AEP-Schätzungen müssen für das Jahresmittel der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe von 4 m/s, 5 m/s, 6 m/s, 7 m/s, 8 m/s, 9 m/s, 10 m/s und 11 m/s nach folgender Gleichung berechnet werden:

$$\text{AEP} = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (9)$$

Dabei ist

AEP die Jahresenergieerzeugung;

N_h die Anzahl der Stunden des Jahres $\approx 8\,760$;

N die Anzahl der BINs;

V_i die normalisierte und gemittelte Windgeschwindigkeit im BIN i ;

P_i die normalisierte und gemittelte Ausgangsleistung im BIN i ;

$$F(V) = 1 - \exp \left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{\text{ave}}} \right)^2 \right) \quad (10)$$

Dabei ist

- $F(V)$ die Verteilungsfunktion der Rayleigh-Summenwahrscheinlichkeit der Windgeschwindigkeit;
 V_{ave} das Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe;
 V die Windgeschwindigkeit.

Für die Summierung sind die Anfangswerte auf $V_{i-1} = V_i - 0,5 \text{ m/s}$ und $P_{i-1} = 0,0 \text{ kW}$ zu setzen.

Für eine bestimmte Entwicklung sind gegebenenfalls die Nennbedingungen am Standort bekannt, die die Windverhältnisse bestimmen. Sofern das der Fall ist, darf zusätzlich eine standortspezifische AEP angegeben und berechnet werden, die auf diesen standortspezifischen Angaben beruht.

Die AEP muss auf zweierlei Weise berechnet werden; die eine wird als „gemessene AEP“ und die andere als „extrapolierte AEP“ bezeichnet. Wenn die gemessene Leistungskurve keine Werte bis zur Ausschaltwindgeschwindigkeit enthält, muss die Leistungskurve von der größten vollständig gemessenen Windgeschwindigkeit bis zur Ausschaltwindgeschwindigkeit extrapoliert werden.

Die gemessene AEP muss aus der Kurve der gemessenen Leistung berechnet werden, indem für alle Windgeschwindigkeiten oberhalb und unterhalb des Bereiches der Kurve der gemessenen Leistung die Leistung auf Null gesetzt wird.

Die extrapolierte AEP muss aus der Kurve der gemessenen Leistung berechnet werden, indem für alle Windgeschwindigkeiten unterhalb der geringsten Windgeschwindigkeit in der Kurve der gemessenen Leistung die Leistung auf Null gesetzt wird und für Wind zwischen der höchsten Windgeschwindigkeit in der Kurve der gemessenen Leistung und Ausschaltwindgeschwindigkeit von einer konstanten Leistung ausgegangen wird. Die für die extrapolierte AEP eingesetzte konstante Leistung ist der Leistungswert des BINs der höchsten Windgeschwindigkeit in der Kurve der gemessenen Leistung.

Gemessene und extrapolierte AEP sind im Messbericht, wie im Abschnitt 9 angegeben, darzustellen. Bei allen AEP-Berechnungen ist von einer Verfügbarkeit der Windturbine von 100 % auszugehen. Bei angegebenem Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeiten sind Schätzwerte der gemessenen AEP als „unvollständig“ zu kennzeichnen, wenn Berechnungen zeigen, dass die gemessene AEP weniger als 95 % von der extrapolierten AEP beträgt.

Abschätzungen der Messunsicherheit als Standardunsicherheit der AEP nach Anhang E, F und G müssen für die gemessene AEP für alle angegebenen Jahresmittelwerte der Windgeschwindigkeiten dokumentiert werden.

Die oben beschriebenen Unsicherheiten der AEP befassen sich nur mit Unsicherheiten, die mit der Messung des Leistungsverhaltens verbunden sind, und berücksichtigen keine Unsicherheiten aufgrund anderer wichtiger Faktoren bezüglich der tatsächlichen Energieerzeugung für eine gegebene Anlage, wie z. B.:

- Unsicherheit der Windquelle;
- Unsicherheit der Windturbinenverfügbarkeit;
- Unsicherheit durch Anströmung und Modellierung der Nachlaufströmung.

9.4 Leistungsbeiwert

Der Leistungsbeiwert C_p der Windturbine muss zu den Messergebnissen hinzugefügt und wie im Abschnitt 10 beschrieben angegeben werden. C_p muss aus der Kurve der gemessenen Leistung nach folgender Gleichung bestimmt werden:

$$C_{P,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \rho_0 A V_i^3} \quad (11)$$

Dabei ist

- $C_{P,i}$ der Leistungsbeiwert im BIN i ;
 V_i die normalisierte und gemittelte Windgeschwindigkeit im BIN i ;
 P_i die normalisierte und gemittelte Ausgangsleistung im BIN i ;
 A die vom Windturbinenrotor überstrichene Fläche;
 ρ_0 die Referenzluftdichte.

9.5 Unsicherheitsanalyse

Nach Vorgabe der Anhänge E, F und G ist eine Analyse der Unsicherheit vorzunehmen. Unter bestimmten Umständen kann es von Nutzen sein, aus mehreren Messungen eine mittlere Leistungskurve zu berechnen, wobei die Durchführungsgrundsätze der Anhänge I und J zu befolgen sind.

10 Ausführungsform des Messberichts

Die Messung muss in allen Einzelheiten aufgezeichnet werden, damit jeder wichtige Verfahrens- oder Ablaufschritt und jede Messbedingung nachvollzogen und gegebenenfalls wiederholt werden kann. Die vorliegende Norm unterscheidet zwischen Dokumentation und Berichterstattung. Die an der Messung Beteiligten müssen alle Dokumentationsunterlagen für künftige Referenzen aufbewahren, sogar für den Fall, dass die Dokumentation nicht veröffentlicht wird. Die Schriftstücke sollten für einen vorgeschriebenen Zeitraum, nach ISO 17025 üblicherweise zehn Jahre, aufbewahrt werden. Ein Beispiel einer derartigen Dokumentation wären die Wartungsberichte der Windturbinen. Die folgenden Punkte enthalten die Mindestanforderungen an die Berichterstattung zur Messung des Leistungsverhaltens einer Windturbine.

Der Messbericht muss mindestens folgende Angaben enthalten:

- a) Eine Kennzeichnung und Beschreibung der spezifischen Konfiguration der zu vermessenden Windturbine und zwar so detailliert, dass es möglich ist, die Gültigkeit der Übertragungsfunktion (siehe 6.1) zu beurteilen, einschließlich:
 - 1) Fabrikat, Typenbezeichnung, Seriennummer, Baujahr, Beschreibung der Gondel (z. B. Zeichnungen, Maße, Fotos) und Typ, Beschreibung der Nabe;
 - 2) Rotordurchmesser und eine Beschreibung des angewendeten Verifizierungsverfahrens oder Verweisung auf die Dokumentation des Rotordurchmessers;
 - 3) Rotordrehzahl oder Rotordrehzahlbereich;
 - 4) Bemessungsleistung und Bemessungswindgeschwindigkeit;
 - 5) Daten der Rotorblätter: Fabrikat, Typenbezeichnung, Seriennummer, Anzahl der Blätter, fester oder variabler Einstellwinkel der Rotorblätter, Null-Pitch-Offset und normale(r) Einstellwinkel;
 - 6) Turmbauart, Turmhöhe und Nabenhöhe;
 - 7) Art der Flugsicherungsleuchte, Größe, Lage und eine Beschreibung sonstiger Hilfseinrichtungen an der Gondel;
 - 8) Beschreibung des Regelungssystems (Einrichtung und Softwareversion) einschließlich, jedoch nicht beschränkt auf die Dokumentation von Statussignalen, die zur Datenreduktion benutzt werden; nach Vereinbarung zwischen den beteiligten Partnern die Steuer- und Regelungsgrößen der Windturbine, soweit diese für die Messung der Übertragungsfunktion von Bedeutung sind (z. B. Einstellwinkel, Gierstellung, Gondelwindgeschwindigkeit und Windrichtung, Drehzahl und Leistung);

- 9) Beschreibung der Netzbedingungen an der Windturbine, d. h. Spannung, Frequenz und deren Grenzwerte und eine Zeichnung, der zu entnehmen ist, wo der Leistungswandler angeschlossen wird, besonders in Bezug auf einen internen oder externen Spannungswandler und den Eigenleistungsverbrauch;
 - 10) Zeichnungen und Fotografien des Gondelanemometers und Ort der Messgeräteausrüstung für die Windrichtung und Anbringungsart, Vor- und Nach- oder Standortkalibrierung, Verfahrensweise der Datenerfassung, Zeit der Mittelwertbildung bei der Datenerfassung (wenn mehrere Messgeräte zur Anwendung kommen muss eine eindeutige Identifizierung der Primärmessungen erfolgen);
 - 11) Typ des Gondelanemometers und Art des Signals der Windfahne, Signalkonditionierung, Beschreibung der Signalkette.
- b) Beschreibung des Messstandortes (siehe 6.2), einschließlich:
- 1) Fotos aller Messsektoren, vorzugsweise von der Windturbine aus in Nabenhöhe aufgenommen;
 - 2) einer Karte des Messstandortes, die die Umgebung im Umkreis der mindestens 20fachen Entfernung des Rotordurchmessers der Windturbine und die Topografie zeigt, den Standort der vermuteten Windturbine, Messmaste (falls zutreffend), maßgebliche Hindernisse, andere Windturbinen und den Messsektor zeigt;
 - 3) der Ergebnisse der Standortbewertung, wie nach 6.2 beim Prozess der Klassifizierung des Geländes beschrieben;
 - 4) falls eine Standortkalibrierung vorgenommen wird, um die Gondelübertragungsfunktion festzulegen; müssen auch die Grenzen des endgültigen Messsektors (der endgültigen Messsektoren) aufgezeichnet werden;
 - 5) der Beschreibung des Geländes mit Abschätzung des Steigungs- oder Gefällewinkels in unterschiedlichen Richtungen;
 - 6) spezifische Luftdichte am Standort;
- c) Eine Beschreibung der Messeinrichtung einschließlich Standortkalibrierung, Gondelübertragungsfunktion, Messungen der Gondelleistungskurve (siehe Abschnitt 7):
- 1) Beschreibung der Sensoren und der (des) Datenerfassungssysteme(s) für jeden Parameter, einschließlich Dokumentation von Kalibrierungen der Sensoren, der Übertragungsleitungen und des Datenerfassungssystems;
 - 2) Beschreibung der Anbringung von Anemometern am Montageträger auf der Gondel entsprechend den Anforderungen und Beschreibungen in den Anhängen A und C;
 - 3) Zeichnung der Anordnung des Montageträgers mit den grundlegenden Maßen von Konstruktion und Messgerätebefestigungen;
 - 4) Beschreibung eines Verfahrens für die Standortkalibrierung (falls zutreffend) und Dokumentation von Ergebnissen, die zeigen, dass die Kalibrierung aufrechterhalten bleibt;
 - 5) Ergebnisse der durchgehenden Kalibrierung für Leistung, Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Temperatur und Druck.
- d) Eine Beschreibung des Messverfahrens:
- 1) Dokumentation der Verfahrensschritte, Messbedingungen, Abtastrate, Zeit der Mittelwertbildung und der Messzeit;
 - 2) Dokumentation der Datenfilterung, einschließlich der genauen Grenzwerte von Filterkriterien, Filterreihenfolge und Gesamtanzahl an entfernten Datenpunkten;
 - 3) Dokumentation aller an den Daten vorgenommenen Korrekturen;
 - 4) Zusammenfassung des Messprotokolls mit Aufzeichnung aller wichtigen Ereignisse während der Messung des Leistungsverhaltens einschließlich einer Aufzeichnung aller während der Messung vorgenommenen Wartungsarbeiten und von besonderen Tätigkeiten (wie z. B. Reinigung der Blätter), die zur Sicherstellung eines guten Leistungsverhaltens durchgeführt wurden;
 - 5) Angabe aller Ablehnungskriterien für Daten zusätzlich zu denen in 8.6.;

- 6) Falls mehr als ein Messsystem benutzt wurde, muss eine Darstellung hinsichtlich der Synchronisierung aller Systeme enthalten sein. Der zwischen diesen Systemen festgestellte maximale Zeitunterschied muss dokumentiert werden, und es muss eine grafische Darstellung oder eine Tabelle enthalten sein, aus der die während der Messung an jedem Messsystem vorgenommenen Zeitkorrekturen hervorgehen.
- e) Die Daten jedes erfassten Datensatzes müssen sowohl in tabellarischer als auch in grafischer Form dargestellt werden, welche die Statistik der gemessenen Ausgangsleistung als Funktion der Windgeschwindigkeit und sonstigen wichtigen meteorologischen Parametern beinhaltet einschließlich (siehe 8.4 bis 8.8):
 - 1) Punktediagramme der Mittelwerte, Standardabweichung, Maximal- und Minimalwerte der Ausgangsleistung als Funktion der Windgeschwindigkeit (die Diagramme müssen Angaben über die Abtastfrequenz enthalten). Ein Beispiel ist im Bild 3 dargestellt;
 - 2) Punktediagramme der mittleren Windgeschwindigkeit und der Turbulenzintensität als Funktion der Windrichtung;
 - 3) Punktediagramme der Turbulenzintensität als Funktion der Windgeschwindigkeit, und es muss die mittlere Turbulenzintensität in jedem Windgeschwindigkeits-BIN dargestellt werden;
 - 4) besondere Datenbasen, die aus unter besonderen Betriebs- oder atmosphärischen Bedingungen nach 8.6 erfassten Daten bestehen, und die ebenfalls dargestellt werden sollten, wie oben beschrieben;
 - 5) Drehzahl und Blatteinstellwinkel, falls gemessen, die mit einem Punktediagramm einschließlich der in BINs eingeteilten Werte als Funktion der Windgeschwindigkeit und als Tabelle der in BINs eingeteilten Werte dargestellt werden müssen;
 - 6) Definition von Statussignalen und Diagrammen von Statussignalen während der Messzeit.

Vorgeschlagen wird, die Zeitdauer, für die sich die Windturbine im Offline-, Online- und Bereitschaftsstatus befand, als Funktion der unkorrigierten Gondelwindgeschwindigkeit mit der nach 8.6 festgelegten Datenbasis anzugeben, jedoch für die entsprechenden Werte der Signale von „Online-Status“ und „Bereitschaftsstatus“ gefiltert. Ein Beispiel ist in Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 2 – Überblick über den Betrieb der Windturbine

BIN (m/s) ^a	Messdauer (min)			Windturbine offline
	Windturbine offline	Windturbine online	Windturbine in Bereitschaft	%
4 bis 4,5	40	1 340	1 380	2,9
4,5 bis 5	30	2 720	2 750	1,1
.....				
20,5 bis 21	30	30		50,0

^a unkorrigierte Gondelwindgeschwindigkeit

- f) Darstellung der Kurve der gemessenen Leistung für die Luftdichten auf Meereshöhe (siehe 9.1 und 9.2):
 - 1) Die Leistungskurve muss als Tabelle vergleichbar mit Tabelle 3 dargestellt werden. Für jedes Windgeschwindigkeits-BIN müssen in der Tabelle aufgeführt sein:
 - die normalisierte und gemittelte Windgeschwindigkeit;
 - die normalisierte und gemittelte Ausgangsleistung;
 - die Anzahl der Datensätze;
 - der berechnete CP-Wert;
 - die Standardunsicherheiten der Kategorie A (siehe Anhänge E und F);
 - die Standardunsicherheiten der Kategorie B (siehe Anhänge E und F);
 - die kombinierte Standardunsicherheit (siehe Anhänge E und F).

- 2) Die Leistungskurve muss als Kurve vergleichbar mit Bild 3 dargestellt werden. Die Kurve muss als Funktion der normalisierten und gemittelten Windgeschwindigkeit zeigen:
 - die normalisierte und gemittelte Ausgangsleistung;
 - die kombinierte Standardunsicherheit.
 - 3) Die CP-Kurve muss als Kurve nach Bild 4 dargestellt werden.
 - 4) Sowohl Kurve als auch Tabelle müssen die Luftdichte auf Meereshöhe ($1,225 \text{ kg/m}^3$) angeben, die für die Normalisierung benutzt wird.
 - 5) Es muss ein Streudiagramm der Leistungskurve mit allen Filtern, ausgenommen Netzanschluss, aufgetragen werden und ein Streudiagramm der Daten mit dem Netzanschlussfilter. Die Auftragung sollte in einer Weise beschriftet werden, dass daraus hervorgeht, dass die Windgeschwindigkeiten, bei denen die Windturbine außer Betrieb war, nicht mit den Windgeschwindigkeiten verglichen werden können, bei denen die Windturbine in Betrieb war.
- g) Darstellung der Kurve der gemessenen Leistung für die standortspezifische Luftdichte (siehe 9.1 und 9.2):
- Wenn die mittlere Luftdichte am Standort nicht innerhalb von $0,05 \text{ kg/m}^3$ von $1,225 \text{ kg/m}^3$ liegt oder wenn ein zuvor festgelegter Nennwert der Luftdichte gefordert wird, muss eine zweite Darstellung der Kurve der gemessenen Leistung erfolgen. Diese Darstellung muss der Darstellung für die Luftdichte auf Meereshöhe entsprechen, sie muss jedoch die Ergebnisse der Leistungskurve zeigen, die durch die Normalisierung auf die standortspezifische Luftdichte erhalten wurden.
- h) Darstellung der Kurven der gemessenen Leistung aus Daten, die unter besonderen Betriebs- oder atmosphärischen Bedingungen erfasst wurden (siehe 8.6):
- Leistungskurven, die aus Teildatensätzen der Datenbasis für besondere Betriebs- oder atmosphärische Bedingungen abgeleitet wurden, dürfen auch aufgezeichnet werden. In diesem Fall sollte eine Leistungskurve für die Luftdichte auf Meereshöhe aufgezeichnet werden, aber mit der eindeutigen Angabe der besonderen Betriebs- und/oder atmosphärischen Bedingungen in allen Kurven und Tabellen.
- i) Darstellung der ermittelten Jahresenergieerzeugung für die Luftdichte auf Meereshöhe (siehe 9.3):
- 1) eine Tabelle, die für jedes Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe Folgendes enthalten muss:
 - die gemessene AEP;
 - die Standardunsicherheit der gemessenen AEP (siehe Anhänge E und F);
 - die extrapolierte AEP.
 - 2) die Tabelle muss auch angeben:
 - die Referenzluftdichte;
 - die Ausschaltwindgeschwindigkeit.
 - 3) wenn die gemessene AEP beim Jahresmittel der Windgeschwindigkeit weniger als 95 % von der extrapolierten AEP beträgt, muss die Tabelle in den Spalten der gemessenen AEP-Werte als „unvollständig“ gekennzeichnet werden;
 - 4) falls während der Messung die Ausschaltwindgeschwindigkeit erreicht wurde, müssen die ermittelte Jahresenergieerzeugung und die Ausschalthysterese zusätzlich wie in 1) und 3) dargestellt werden; die Tabelle muss außerdem die Referenzluftdichte angeben.
- j) Darstellung der ermittelten Jahresenergieerzeugung für die standortspezifische Luftdichte (siehe 8.3):
- Wenn die mittlere Luftdichte am Standort nicht innerhalb von $0,05 \text{ kg/m}^3$ von $1,225 \text{ kg/m}^3$ liegt oder ein zuvor festgelegter Nennwert der Luftdichte angewendet werden soll, muss eine zweite AEP-Tabelle erstellt werden. Diese Darstellung muss der Darstellung für die Luftdichte auf Meereshöhe entsprechen, sie muss aber die AEP-Ergebnisse zeigen, die durch die Normalisierung auf die standortspezifische Luftdichte erhalten wurden.
- k) Darstellung des gemessenen Leistungsbeiwertes (siehe 9.4):
- Der gemessene Leistungsbeiwert sollte in einer Tabelle und grafisch als Funktion der Windgeschwindigkeit dargestellt werden, in der die Größe der überstrichenen Rotorfläche mit anzugeben ist.

- l) Darstellung der Ergebnisse zur Erstellung der Gondelübertragungsfunktion (siehe Anhang D):
- 1) wird eine Standortkalibrierung vorgenommen, um die Gondelübertragungsfunktion zu erstellen, muss diese im Messbericht als Tabelle und als grafische Darstellung aufgeführt werden. Alternativ dürfen die Gondelübertragungsfunktion und die zugehörige Standortkalibrierung in einem separaten Bericht aufgeführt werden;
 - 2) eine Tabelle der Ergebnisse der Gondelübertragungsfunktion. Die Tabelle muss für jedes Windgeschwindigkeits-BIN darstellen:
 - Anzahl an Stunden der Daten für jedes BIN;
 - die gemittelten BIN-Werte von V_{met} und V_{nacelle} ;
 - die Standardabweichungen von V_{nacelle} und V_{met} je BIN.
 - 3) die grafische Darstellung (siehe Bild 2) muss angeben:
 - ein Streudiagramm von V_{nacelle} als Funktion von V_{met} einschließlich der gemittelten BIN-Werte.

- m) Messunsicherheit (siehe Anhang E):

Es müssen Thesen über die Unsicherheiten aller Unsicherheitskomponenten und Thesen hinsichtlich des Beitrags von Unsicherheiten und zusammenhängenden/nicht zusammenhängenden Unsicherheiten aufgestellt werden, wie in den Anhängen E, F und G beschrieben.

- n) Abweichungen vom Verfahren:

Alle Abweichungen von den Anforderungen der vorliegenden Norm müssen in einem gesonderten Abschnitt genau dokumentiert werden. Jede Abweichung muss unter Angabe des technischen Hintergrundes und einer Abschätzung von deren Auswirkung auf die Messergebnisse aufgezeichnet werden.

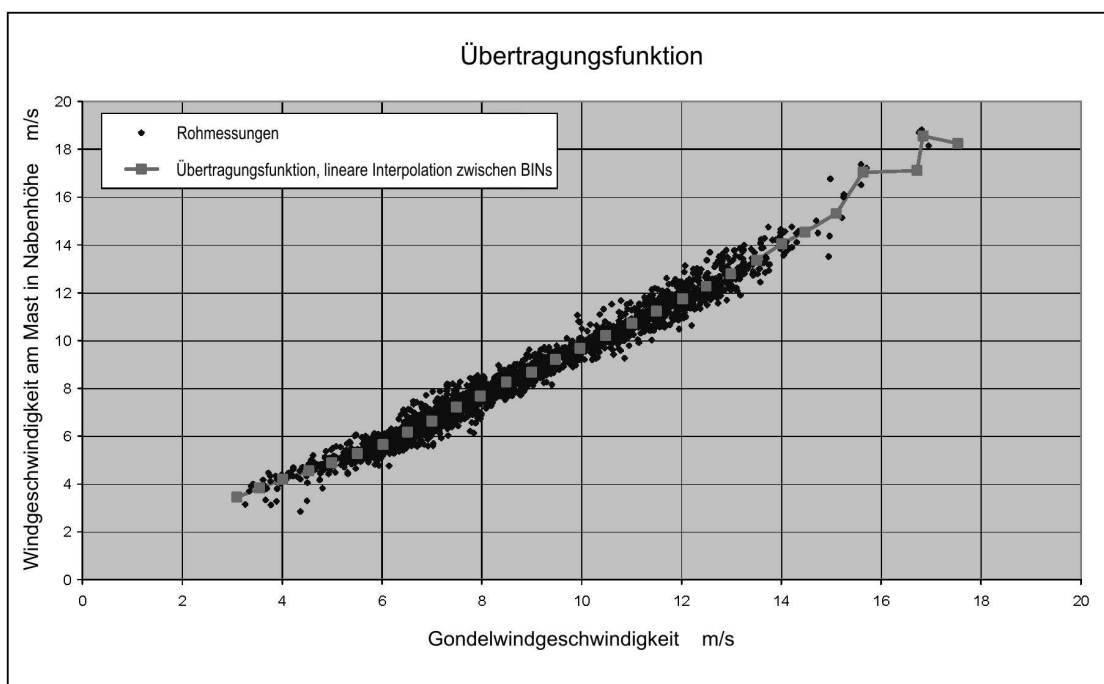


Bild 2 – Darstellung von Beispieldaten: Sich aus Anhang D ergebende Übertragungsfunktion

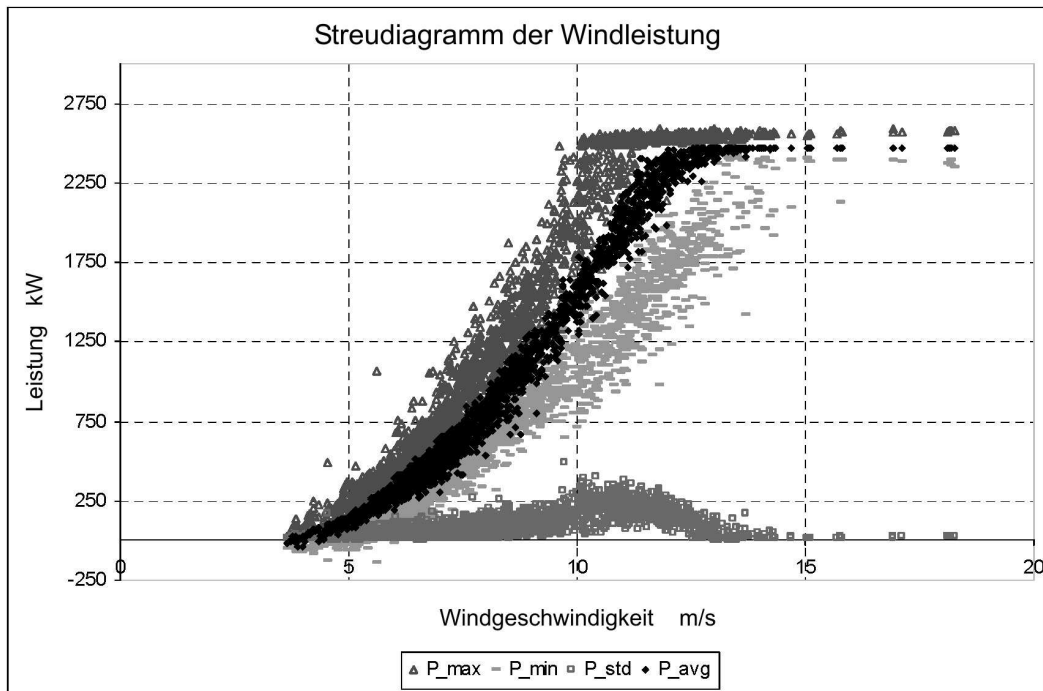


Bild 3 – Darstellung von Probendaten: Streudiagramme von Messungen des Leistungsverhaltens mit dem Gondelanemometer

ANMERKUNG zu Bild 3 Die angepasste Übertragungsfunktion wurde angewendet, um die Abschätzung von der Windgeschwindigkeit der freien Anströmung von der gemessenen Gondelwindgeschwindigkeit darzustellen.

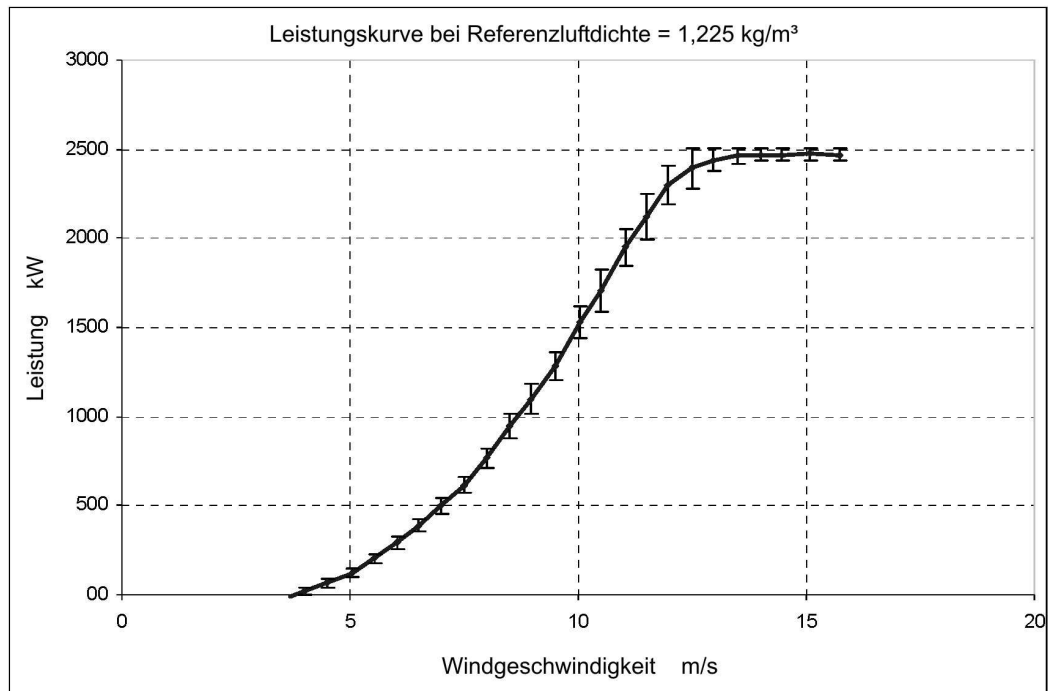
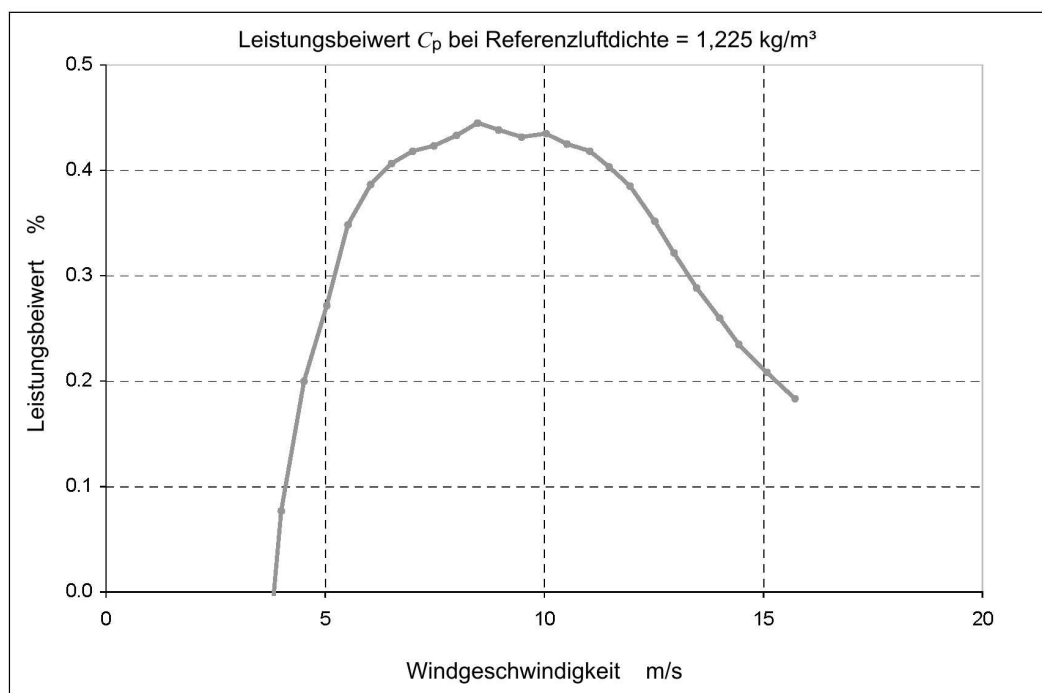


Bild 4 – Beispiel von Probendaten: Kurve der gemessenen Leistung und C_p -Kurve

Tabelle 3 – Beispieldarstellung einer Kurve der gemessenen Leistung

Windturbine plus korrigierte Gondelwindgeschwindigkeit für IEC MT 12-2							
Referenzluftdichte 1,225 kg/m ³					Kategorie A	Kategorie B	Kombinierte Unsicherheit
BIN-Nr.	Anström- geschwindigkeit V_{free} [m/s]	Ausgangs- leistung [kW]	C_p	Anzahl der Datensätze #	Standard- unsicherheit s_i [kW]	Standard- unsicherheit u_i [kW]	Standard- unsicherheit $u_{c,i}$ [kW]
7	3,71	–9,3	–0,053	3	2,35	20,43	20,56
8	4,00	17,2	0,077	24	5,21	23,37	23,94
9	4,52	64,2	0,201	27	5,57	23,89	24,53
10	5,03	119,9	0,272	77	3,49	25,89	26,12
11	5,53	204,6	0,349	124	3,32	33,49	33,65
12	6,02	293,4	0,386	200	3,26	36,25	36,40
13	6,51	389,0	0,406	231	3,41	40,48	40,62
14	7,00	498,8	0,418	240	4,46	46,40	46,62
15	7,48	616,7	0,424	203	5,42	53,19	53,47
16	7,99	768,8	0,433	165	7,23	65,46	65,86
17	8,49	946,0	0,445	163	7,86	81,83	82,21
18	8,97	1 098,1	0,438	118	10,89	75,82	76,60
19	9,50	1 282,5	0,431	90	12,11	87,63	88,47
20	10,03	1 526,5	0,435	86	12,84	117,68	118,38
21	10,50	1 707,7	0,424	84	12,41	105,27	105,99
22	11,03	1 950,9	0,419	111	10,61	129,94	130,37
23	11,48	2 119,7	0,403	112	12,68	109,25	109,98
24	11,98	2 296,7	0,385	113	8,87	110,43	110,78
25	12,50	2 393,5	0,352	80	5,49	64,97	65,20
26	12,97	2 440,6	0,322	49	5,34	45,24	45,55
27	13,50	2 462,5	0,288	29	2,56	35,00	35,10
28	13,99	2 469,1	0,260	17	1,01	32,57	32,58
29	14,45	2 469,1	0,235	5	1,32	32,24	32,27
30	15,07	2 472,3	0,208	3	0,46	32,32	32,33
31	15,72	2 472,0	0,183	3	0,56	32,27	32,27

Tabelle 4 – Beispieldarstellung der ermittelten Jahresenergieerzeugung

Ermittelte Jahresenergieerzeugung (Datenbasis A) Turbinentyp: Windturbine + Gondelanemometer TF, Stelle = IEC MT –12-2 Referenzluftdichte 1,225 kg/m³ Ausschaltwindgeschwindigkeit 25,0 m/s (extrapoliert mit konstanter Leistung oberhalb des letzten BINs)					
Jahresmittel der Windgeschwindig- keit in Nabenhöhe (Rayleigh-Vertei- lung) [m/s]	Gemessene AEP (Kurve der gemes- senen Leistung) [MWh]	Standard- unsicherheit der AEP [MWh]	Standard- unsicherheit der AEP [%]	Extrapolierte AEP (Kurve der extrapolierten Leistung) [MWh]	
4	1 256,24	176,95	14,09	1 256,30	
5	2 731,64	271,11	9,92	2 737,69	
6	4 505,28	351,07	7,79	4 578,99	
7	6 185,94	403,79	6,53	6 517,97	unvollständig
8	7 484,09	428,85	5,73	8 359,91	unvollständig
9	8 305,56	432,27	5,20	9 987,84	unvollständig
10	8 695,33	421,18	4,84	11 335,46	unvollständig
11	8 753,42	401,49	4,59	12 372,15	unvollständig

Anhang A (informativ)

Anbringung des Gondelanemometers

A.1 Allgemeines

Eine zweckmäßige Anordnung von Messgeräten auf der Gondel ist für die genaue Messung der Windturbine von ausschlaggebender Bedeutung. Speziell das Anemometer sollte so angebracht werden, dass Störungen der Anströmung, besonders durch Auftriebswirkungen, ausgeschlossen sind. Das Anemometer sollte so auf der Gondel positioniert werden, dass es gegenüber Störungen der Anströmung unempfindlich ist, die durch die Komplexität des umliegenden Geländes hervorgerufen werden. Sonstige Messgeräte und Gegenstände auf der Gondel sollten in einer Art und Weise angebracht werden, dass Überschneidungen mit dem Anemometer vermieden werden.

A.2 Bevorzugte Verfahrensweise der Anbringung des Gondelanemometers

Die bevorzugte Verfahrensweise bei der Anbringung des Anemometers ist die senkrechte Anbringung am Ende eines Rohres ohne weitere daneben befindliche Messgeräte oder Ausrüstungsgegenstände. In diesem Bereich müssen sämtliche Vorkehrungen zur Erlangung einer vernachlässigbaren Störung der Windmessungen, die durch die Anbringung hervorgerufen wird, getroffen werden. Das Anemometer sollte an einem senkrecht stehenden runden Rohr mit dem gleichen Durchmesser befestigt werden, wie es bei der Kalibrierung zum Einsatz kam; im Innern des Rohres wird das Kabel für das Anemometer geführt. Die Winkelabweichung von der Senkrechten sollte weniger als 2° betragen, und es wird empfohlen, für die Messung ein Inklinometer zu verwenden. Die Halteklammern, die das Anemometer mit dem senkrecht stehenden Rohr verbinden, sollten massiv, glatt und symmetrisch sein.

A.3 Bevorzugte Position des Anemometers

Das Anemometer sollte in der symmetrischen Ebene der Gondel angebracht werden. Es sollte irgendwo an Stellen längs der Gondel positioniert werden, wo die Bewegungen und Vibrationen gering sind. Ein günstiger Ort für die Anbringung des Anemometers ist, falls möglich, die Verlängerung der Mastachse.

Der Abstand zwischen dem Anemometer und der Mittellinie des Blattfußes sollte nicht geringer sein als das 2,5-fache des Durchmessers des Blattfußes. Berücksichtigt werden sollte eine asymmetrische Luftströmung von unten oder von oben durch eine Neigung des Geländes, weil das Anemometer durch die Gondelnachlaufströmung beeinflusst werden kann. Unter derartigen Umständen sollte das Anemometer in Richtung näher zum Blatt installiert werden, weil die Gondelnachlaufströmung für die Anströmung als nachteiliger zu beurteilen ist als die Nachlaufströmung des Blattes.

Die Senkrechtheitsstellung des Anemometers sollte so sein, dass dieses von der um die Gondel vorhandenen Grenzluftschicht getrennt ist. Das Anemometer sollte nicht im Nachlauf eines Blattfußwirbels, der wegen eines möglichen scharfen Übergangs von einem kreisförmigen Blattfuß zum profilierten Blatt auftreten kann, angebracht werden. Vorgeschlagen wird, das Anemometer in einer Stellung oberhalb einer in Windrichtung verlaufenden, mit 15° ansteigenden Linie anzubringen, die tangential zum obersten Teil von Gondel, Nabe oder Spinner verläuft, wie Bild A.1 zu entnehmen ist. Um die Beeinflussung des vom Fuß ausgehenden Wirbels zu vermeiden, wird außerdem vorgeschlagen, das Anemometer außerhalb eines $\pm 15^\circ$ -Bereichs anzubringen, der seinen Ausgangspunkt am Übergang vom zylindrischen zum profilierten Anteil des Blattfußes hat.

Bild A.1 zeigt die für die Anbringung des Anemometers vorgeschlagenen Orte. In diesem Bild wird D_r für den Durchmesser des Blattfußes eingesetzt.

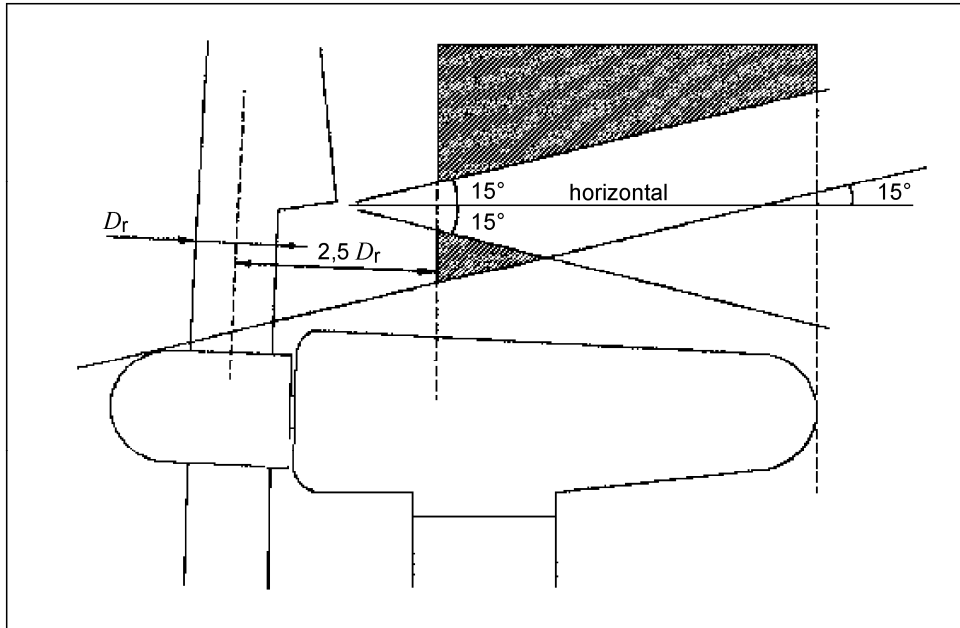


Bild A.1 – Befestigung des Anemometers oben auf der Gondel

Das Anemometer sollte zwischen den schraffierten Flächen angebracht werden.

Anhang B (normativ)

Verfahren mit Messsektor

B.1 Verfahren mit Messsektor, anzuwenden bei der Ermittlung der Gondelübertragungsfunktion (NTF) zwischen Windgeschwindigkeit der freien Anströmung und Gondelwindgeschwindigkeit

Für die Ermittlung der Gondelübertragungsfunktion wird der Messsektor nach den Anforderungen in IEC 61400-12-1 festgelegt.

B.2 Verfahren mit Messsektor, anzuwenden bei der Ermittlung der Gondelleistungskurve (NPC) (Die NTF wurde bereits ermittelt)

Benachbarte Windturbinen, Hindernisse und Geländeformen beeinträchtigen die Leistung, die von der Windturbine erzeugt wird. Im Fall einer Messung des Leistungsverhaltens mit Hilfe von Messungen der Gondelwindgeschwindigkeit wird das Anemometer an der Stelle positioniert, an der dem Wind die Leistung entzogen wird, so dass die Wirkung von Windturbinen, Hindernissen und Geländeformen in einer ungleichförmigen Verteilung des Windes über der Rotorebene liegt.

Die Bestimmung der Windrichtung an einer Gondelleistungskurve enthält zwei Unsicherheitskomponenten, nämlich die Unsicherheit des Gierwinkels und die Unsicherheit der Windrichtungsmessung an der Gondel. Diese potentiell große Unsicherheit wird im Verfahren mit Messsektor reflektiert (siehe auch Anhang E).

Zu beachten ist, dass B.3 ein Verfahren zum Überprüfen der Gültigkeit des Messsektors beschreibt. Dieses Verfahren muss angewendet werden, um den Messsektor zu überprüfen und um festzustellen, ob es erforderlich ist, den Messsektor zu verkleinern. Wenn es das in B.3 beschriebene Verfahren ergibt, ist es möglich, den Messsektor zu vergrößern, dann darf das erfolgen.

B.2.1 Anforderungen hinsichtlich benachbarter und in Betrieb befindlicher Windturbinen

Die zu vermessende Windturbine darf nicht von benachbarten Windturbinen beeinträchtigt werden. Befindet sich eine benachbarte Windturbine während der Bestimmung des Leistungsverhaltens in Betrieb, muss deren Nachlaufströmung, wie in diesem Anhang beschrieben, ermittelt und berücksichtigt werden. Wenn die benachbarte Windturbine während der Dauer der Messung außer Betrieb ist, muss sie wie in B.2.2 beschrieben als Hindernis in Betracht gezogen werden.

Der Mindestabstand der zu vermessenden Windturbine zu benachbarten und in Betrieb befindlichen Windturbinen muss zwei Rotordurchmesser D_n der benachbarten Windturbine oder zwei Rotordurchmesser D der zu vermessenden Windturbine betragen, wenn deren Durchmesser größer ist. Die Sektoren die wegen Nachlaufströmungen von benachbarten und in Betrieb befindlichen Windturbinen auszuschließen sind, müssen Bild B.1 entnommen werden. Die zu berücksichtigenden Maße sind die tatsächliche Entfernung L_n und der Rotordurchmesser D_n der benachbarten und in Betrieb befindlichen Windturbine.

Die Sektoren müssen mittig auf die Richtung von der benachbarten und in Betrieb befindlichen Windturbine zu der zu vermessenden Windturbine ausgerichtet werden.

Im Messsektor dürfen innerhalb einer angemessenen Entfernung von der Windturbine keine wesentlichen Hindernisse (z. B. Gebäude, Bäume, Windturbine) vorhanden sein. Akzeptabel sind nur kleine, mit dem Betrieb der Windturbine oder der Messausrüstung in Verbindung stehende Gebäude. Um den Einfluss von Hindernissen auf die Position der Windturbine in Nabenhöhe vorherzusagen, wird ein Hindernismodell angewendet. Das Kriterium für die Bestimmung eines maßgeblichen Hindernisses ist, dass die Strömung in Nabenhöhe um 1 % oder mehr bei einer Windrichtung im Messsektor beeinträchtigt wird.

Der Einfluss eines Hindernisses auf die Rotorfläche oder die Position des Gondelanemometers in der Höhe z wird abgeschätzt mit

$$\frac{\Delta U_z}{U_h} = -9,75(1 - P_0) \frac{h}{x} \eta \exp(-0,67\eta^{1,5}) \quad (\text{B.1})$$

$$\eta = \frac{H}{h} \left(K \frac{x}{h} \right)^{\frac{-1}{n+2}} \quad (\text{B.2})$$

$$K = \frac{2\kappa^2}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad (\text{B.3})$$

Dabei ist

- x die Entfernung vom nachgelagerten Hindernis zur Windturbine (m);
- h die Höhe des Hindernisses abzüglich Nullpunktverlagerung (m);
- U_h die freie Windgeschwindigkeit in Höhe h des Hindernisses (m/s);
- n der Exponent des Geschwindigkeitsprofils ($n = 0,14$);
- P_0 die Kompaktheit des Hindernisses (0: massiv; 1 = kein Hindernis);
- H die Nabenhöhe (m);
- z_0 die Rauiglängte (m);
- κ die Karman-Konstante 0,4

Sektoren mit einem maßgeblichen Hindernis müssen unter Bezugnahme auf Bild B.1 ausgeschlossen werden. Die dabei zu berücksichtigen Maße sind die tatsächliche Entfernung L_n und ein äquivalenter Rotordurchmesser D_e des Hindernisses. Der äquivalente Rotordurchmesser des Hindernisses ist festzulegen als:

$$D_e = \frac{2l_h l_w}{l_h + l_w} \quad (\text{B.4})$$

Dabei ist

- D_e der äquivalente Rotordurchmesser;
- l_h die Höhe des Hindernisses;
- l_w die Breite des Hindernisses.

Zusätzlich zur Entfernung und zum (äquivalenten) Rotordurchmesser wird die Unsicherheit der Bestimmung der Windrichtung einbezogen, um den ausgeschlossenen Sektor zu berechnen.

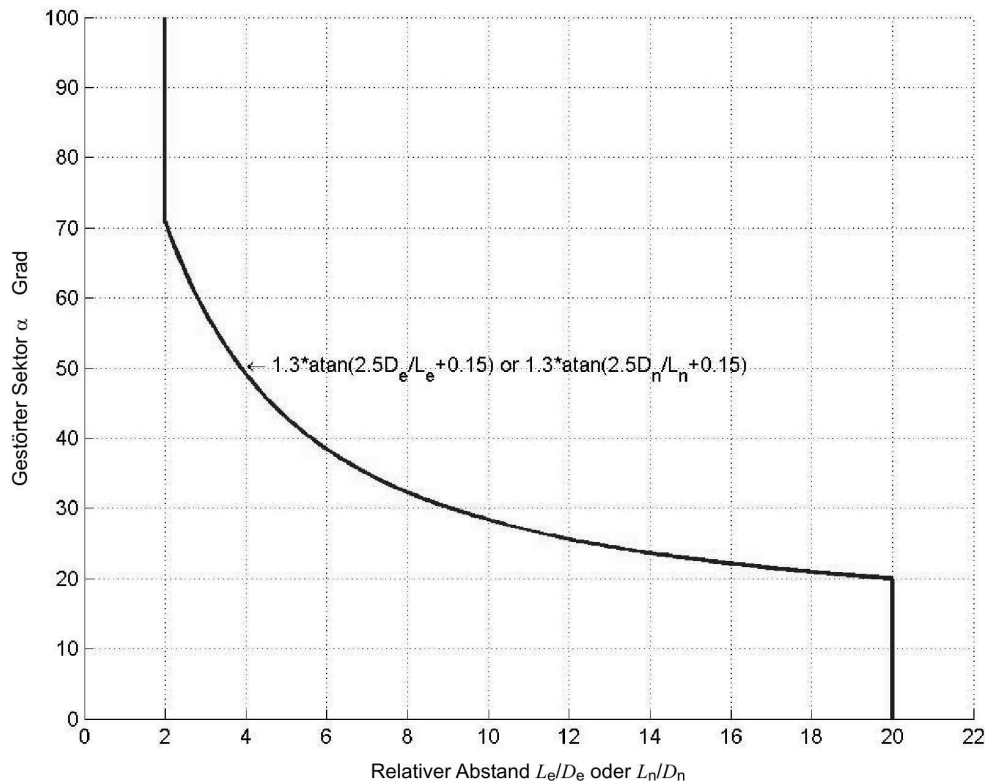


Bild B.1 – Sektoren, die aufgrund von Nachlaufströmungen von benachbarten und in Betrieb befindlichen Windturbinen und maßgeblichen Hindernissen auszuschließen sind

Nachdem nach Bild B.1 die Größe des gestörten Sektors festgestellt wurde, können der (die) ausgeschlossenen Sektor(en) jedes Objekts oder jeder benachbarten Windturbine durch die Addition des Signals der Standardunsicherheit 1 (1-Sigma-Unsicherheit) der absoluten Windrichtung (d. h. der Kombination von Gierstellung der Gondel und Bestimmung der relativen Windrichtung) zum oberen und unteren Grenzwert des gestörten Sektors für dieses Objekt oder die benachbarte Windturbine berechnet werden. (D. h., dass der gestörte Sektor um das Zweifache der Standardunsicherheit 1 der Windrichtung anwächst.)

Die Unsicherheit der Bestimmung der Windrichtung wird in Anhang E näher erläutert.

B.2.2 Beispiel

Eine benachbarte, in Betrieb befindliche Windturbine befindet sich östlich (bei 90°) in einer Entfernung des dreifachen Rotordurchmessers der benachbarten Windturbine von der zu vermessenden Windturbine. D. h., dass die Größe des gestörten Sektors 58° beträgt. Wenn die Standardunsicherheit 1 der Windrichtungsbestimmung 10° beträgt, dann beträgt die Größe des ausgeschlossenen Sektors 78° . Das bedeutet, dass in der gemessenen Windrichtung zwischen 51° und 129° erfasste Daten nicht verwendet werden können.

B.2.3 Weitere Faktoren, die den Messektor beeinflussen

Zu beachten ist, dass bei komplizierten Geländeformen die auf alle Windturbinen einwirkende Windströmung nicht aus derselben Richtung kommen muss. Demzufolge kann die geometrische Betrachtung von Nachlaufströmungen, wie oben beschrieben, nicht alle Bedingungen von Nachlaufströmungen an der zu vermessenden Windturbine vorhersagen.

Vorgenommen werden muss die in B.3 beschriebene Überprüfung der Übereinstimmung. Sofern sich Probleme ergeben, muss der Sektor verkleinert werden, und wenn sich herausstellt, dass der ungestörte Sektor groß ist, darf dieser vergrößert werden.

Weitere Erläuterungen hinsichtlich der Behandlung und Berechnung von gestörten Sektoren sind in IEC 61400-12-1 zu entnehmen.

B.3 Überprüfung der Konsistenz des Messsektors

B.3.1 Einführung

In IEC 61400-12-1 ist der Sektor so gewählt, dass die zu vermessende Windturbine und der Messmast denselben Windbedingungen ausgesetzt sind. Um sicherzustellen, dass das zutrifft, sind Situationen, in denen Mast oder Windturbine Nachlaufströmungen ausgesetzt ist, ausgeschlossen. Außerdem kann der Einfluss von Hindernissen auf die Differenz zwischen der Windgeschwindigkeit am Mast und an der Windturbine 1 % nicht überschreiten.

Der grundlegende Aspekt bei der Auswahl des Sektors für die NTF oder NPC sollte in der Forderung bestehen, dass die Windgeschwindigkeit, wie sie vom Gondelanemometer in Kombination mit den Ergebnissen der Übertragungsfunktion der Gondelwindgeschwindigkeit gemessen wird, eine Windgeschwindigkeit ergibt, die für die auf den Rotor der zu vermessenden Windturbine auftreffende Windströmung repräsentativ ist. Viele Faktoren können zu einer Situation führen, bei der das nicht erreicht wird:

- Die NTF kann ungültig werden, wenn die vertikale Anströmgeschwindigkeit zu hoch ist, weil die Anforderungen an den Sektor keine Sektoren mit zu steilen Anstiegen ausschließen. Eine angemessene Lösung zur Vermeidung von Sektoren mit zu hoher vertikaler Anströmgeschwindigkeit ist die Anwendung einer Eigenüberprüfung der Konsistenz des Messsektors wie nachstehend beschrieben.
- Betrieb bei Nachlaufströmung ist jetzt ausgeschlossen. Jedoch mit einer Überprüfung der Konsistenz wie nachstehend beschrieben, kann geholfen werden, den Messsektor zu „öffnen“, solange nachgewiesen werden kann, dass die Windgeschwindigkeit noch repräsentativ ist.
- Die Anforderungen an Hindernisse sind schwieriger darzustellen als bei Verwendung eines Messmastes und die zweckmäßigste Anforderung könnte eine Anforderung sein, dass ein Hindernis das Ergebnis der NTF-Messung nicht ungültig macht oder die Anwendung der NTF zur Erstellung einer Leistungskurve nicht außer Kraft setzt. Die zweckmäßigste Lösung zur Absicherung der Annehmbarkeit geringer Einflüsse durch Hindernisse lässt sich mit der Eigenüberprüfung der Konsistenz bewerkstelligen.

IEC 61400-12-2 erfordert einen Mindestabstand zu benachbarten Windturbinen von mindestens zwei Rotordurchmessern. Diese Anforderung wurde aus IEC 61400-12-1 übernommen. In IEC 61400-12-1 gilt diese Anforderung, um sicherzustellen, dass die Windgeschwindigkeit am Mast repräsentativ für die Windgeschwindigkeit am Rotor ist. Aber selbst bei Vorhandensein von Windturbinen in noch näherer Nachbarschaft hat die zu vermessene Windturbine eine Leistungskurve und die NTF kann gültig sein. Eine angemessene Lösung zum Vermeiden von Sektoren mit zu hohen Beeinflussungen durch Windturbinen in unmittelbarer Nachbarschaft ist die Anwendung der Eigenüberprüfung der Konsistenz des Sektors wie nachstehend beschrieben.

B.3.2 Verfahren der Eigenüberprüfung der Konsistenz des Messsektors

Sektoren, in denen die Windgeschwindigkeitsmessung mit dem Gondelanemometer in Kombination mit der NTF für die Anströmung auf den Rotor der zu vermessenden Windturbine nicht repräsentativ ist, müssen von der Messung ausgeschlossen werden. Derartige Sektoren können sich herausbilden durch den:

- Einfluss von Nachlaufströmungen benachbarter Windturbinen,
- Einfluss von Hindernissen,
- Einfluss von Schräganströmung.

Sektoren, bei denen die NTF ihre Gültigkeit verliert, müssen nach folgender Eigenüberprüfung der Konsistenz bewertet werden:

1. Zunächst wird eine erste NTF eines Sektors ausgewertet, der nach den Regeln der IEC 61400-12-1 beurteilt wurde. Steht kein nach den Regeln von IEC 61400-12-1 ausreichend großer Sektor zur Verfügung, wird eine NTF über alle Windrichtungen ausgewertet. Es wird auch eine Mittelung von BIN-Werten der Windgeschwindigkeit als Funktion der Ausgangsleistung (umgekehrte NPC) vorgenommen.

2. Um die Windgeschwindigkeit zu beurteilen, die für den Windturbinenrotor aus der Messung der Wirkleistung für jedes 10-min-Intervall repräsentativ ist, in dem die zu vermessende Windturbine betriebsfähig ist, wird eine umgekehrte NPC angewendet. Diese Beurteilung sollte alle Windrichtungen umfassen und nicht nur die Windrichtung, die für die Beurteilung der Windrichtung der NPC eingesetzt wurde. Bei aktiv geregelten Windturbinen muss die aus der Ausgangsleistung beurteilte Windgeschwindigkeit auf die Referenzluftdichte normalisiert werden, die für die NPC eingesetzt wurde. Dazu muss Gleichung (6) umgekehrt angewendet werden. Bei stallgeregelten Windturbinen (Regelung durch Strömungsabriss) muss die gemessene Leistung auf die Referenzluftdichte normalisiert werden, bevor die Windgeschwindigkeit nach der umgekehrten NPC beurteilt wird. Dazu muss Gleichung (5) umgekehrt angewendet werden.
3. Im Idealfall sollte die nach der Ausgangsleistung V_P beurteilte Windgeschwindigkeit identisch mit der Windgeschwindigkeit sein, die mit dem Gondelanemometer unter Anwendung von V_{free} bestimmt wurde. Das Verhältnis von V_P und V_{free} muss als Funktion der Windrichtung ausgewertet werden. Dazu sollten nur Windgeschwindigkeiten von mehr als 4 m/s und Windgeschwindigkeiten unter der Bemessungswindgeschwindigkeit (linearer Teil der Leistungskurve) berücksichtigt werden. Das Verhältnis der auf diese Weise gefilterten Daten von V_P und V_{free} muss als Funktion der Windrichtung in Sektoren mit einer Breite von 5° BIN-gemittelt sein.
4. In Sektoren, in denen die Windgeschwindigkeit mit dem Gondelanemometer bestimmt wird und die NTF für die zu vermessende Windturbine repräsentativ ist, ist das Verhältnis von V_P und V_{free} nahezu eins. Sektoren mit kritischer vertikaler Strömungsneigung (NTF nicht mehr gültig), kritischen Nachlaufströmungen (Verhältnis von V_P und V_{free} zu hoch) oder kritischen Hindernissen können eindeutig als Abweichungen des Verhältnisses der gemittelten BIN-Werte von V_P und V_{free} identifiziert werden. Diese Sektoren müssen von der Messung der endgültigen Leistungskurve ausgeschlossen werden. Für die Identifizierung von auszuschließenden Sektoren sollte eine zulässige Abweichung des Verhältnisses der gemittelten BIN-Werte von V_P und V_{free} festgelegt werden. Vorgeschlagen wird eine Abweichung zwischen 0,98 und 1,02. Unter bestimmten Bedingungen darf der zulässige Bereich auf 0,97 bis 1,03 ausgedehnt werden. Die größte Abweichung zwischen dem Verhältnis der gemittelten BIN-Werte von V_P und V_{free} und 1 im gewählten Messsektor kommt als Unsicherheit der NTF in Bezug auf Geländeeinflüsse in Betracht.
5. Sofern die umgekehrte NPC nicht von einem Sektor nach IEC 61400-12-1 ausgewertet wurde, sollten Sektoren mit der geringsten Abweichung des Verhältnisses der gemittelten BIN-Werte von V_P und V_{free} als die richtigen Sektoren für die Messung der Leistungskurve in Betracht kommen. In diesem Sektor darf das Verhältnis der gemittelten BIN-Werte von V_P und V_{free} von 1 abweichen, weil Daten von unzulässigen Sektoren die umgekehrte NPC beeinträchtigen können. In diesem Fall muss eine maximale Abweichung um dieses stabile Verhältnis von V_P und V_{free} herum festgelegt werden, um den Sektor der endgültigen Leistungskurve zu bezeichnen (z. B. $\pm 0,02$).
6. Die umgekehrte NPC muss vom identifizierten Messsektor rückbewertet und die Eigenüberprüfung der Konsistenz des Sektors muss mit der rückberechneten umgekehrten NPC wiederholt werden. Gegebenenfalls muss der Messsektor nach den Ergebnissen der wiederholten Messung neu ausgerichtet werden. Wenn eine Ausrichtung notwendig ist, müssen die umgekehrte NPC und die Eigenüberprüfung der Konsistenz erneut wiederholt werden. Die Verfahrensweise ist so lange fortzusetzen, bis sich das Verfahren angleicht. (Bemerkung: Normalerweise gleicht sich dieses Verfahren nach dem ersten Schritt an, d. h. es ist keine Wiederholung der Messung notwendig.)

Ein Beispiel eines Ergebnisses von einer Eigenüberprüfung der Konsistenz eines Sektors ist in Bild B.2 dargestellt.

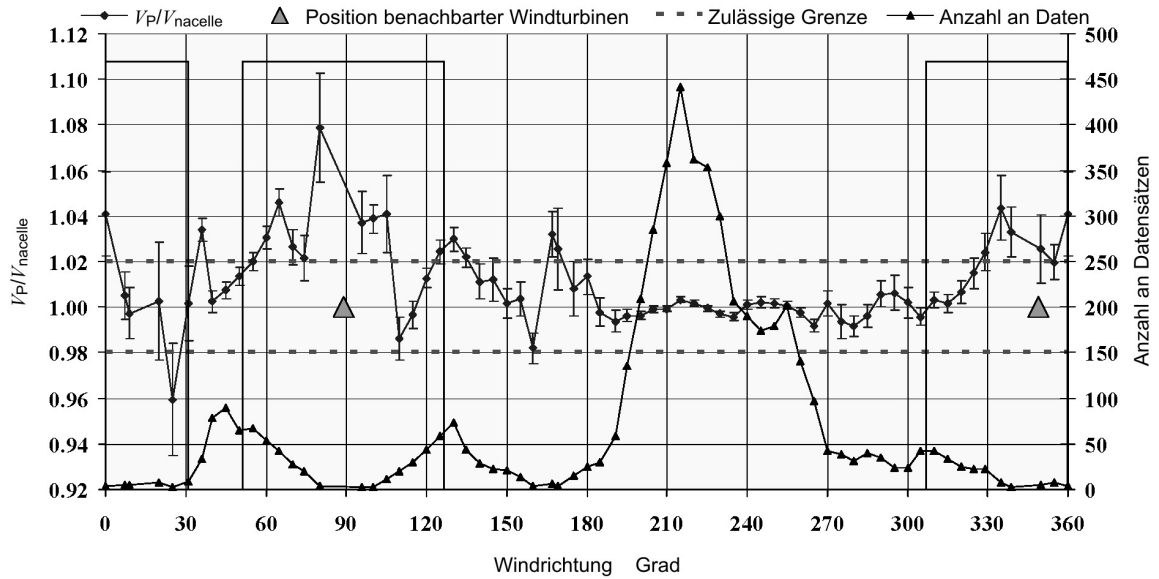


Bild B.2 – Darstellungsbeispiel des Ergebnisses einer Eigenüberprüfung der Konsistenz eines Sektors

Im oben stehenden Bild zeigen die blauen Striche die statistische Unsicherheit der gemittelten BIN-Verhältnisse von V_P und $V_{nacelle}$. Die schattierten Abschnitte zeigen die Sektoren, die bei der Messung einer Leistungskurve nach IEC 61400-12-1 aufgrund der Nachlaufströmung benachbarter Windturbinen auszuschließen wären. In den Richtungen der benachbarten Windturbinen (Dreiecke) ist V_P im Vergleich zu V_{free} deutlich erhöht.

Anhang C (normativ)

Verfahren zum Überprüfen der Gültigkeit der Übertragungsfunktion der Gondelwindgeschwindigkeit

Die Übertragungsfunktion kann von der Hardware und Regelung der Windturbine beträchtlich beeinflusst werden. Dieser Anhang beschreibt die notwendigen Kriterien, die überprüft werden müssen, um zu beurteilen, ob eine an einer Windturbine gemessene Übertragungsfunktion auf eine andere Windturbine angewendet werden kann. Die Kriterien in diesem Anhang beziehen sich auf einen Vergleich der Messung einer NTF an einer Windturbine und der Anwendung der NTF auf eine andere Windturbine (oder dieselbe Windturbine zu einem späteren Zeitpunkt). Folgende muss überprüft werden, bevor mit der Messung begonnen wird:

C.1 Messverfahren

Die Zeit für die Mittelwertbildung der Datenpunkte, auf denen die Berechnung der Übertragungsfunktion beruht, muss auf der gleichen Zeit für die Mittelwertbildung der Datenpunkte beruhen wie für die Berechnung der Gondelleistungskurve.

C.1.1 Gondelanemometer

1. Typ von Anemometer und Windfahne müssen gleich sein;
2. Positionen von Anemometer und Windfahne müssen innerhalb von 5 mm gleich sein (bezüglich der Montageträger);
3. Montageträger von Anemometer und Windfahne müssen gleich sein und sich auf der Gondel an gleicher Stelle im Abstand von 100 mm befinden.

C.1.2 Sonstige Windturbinen-Hardware:

4. Der Typ der Rotorblätter muss gleich sein, einschließlich am Blatt angebrachter aerodynamischer Vorrichtungen;
5. die Form der Gondel muss innerhalb von 100 mm gleich sein;
6. die an der Gondel angebrachten Einrichtungen (z. B. Flugsicherungsleuchten) müssen sich an der gleichen Position befinden und innerhalb von 100 mm die gleiche Größe haben.

C.1.3 Windturbinenregelungen:

7. die Regelungs-Software und die Ausführung müssen gleich sein;
8. alle Parameter bezüglich der Regelung von Blattwinkel, Gier, Drehzahl, Leistung und sonstige Parameter, die die NTF beeinflussen können, müssen gleich sein; das muss durch Vergleich von bestimmten Parametern und deren zugehörigen Werten überprüft werden;
9. Betriebsweise (z. B. geräuscharmer Betrieb) muss gleich sein.

Werden einige dieser Gültigkeitskriterien nicht erfüllt, muss eine andere Übertragungsfunktion zur Anwendung kommen. Die Überprüfung der Gültigkeit muss so detailliert aufgezeichnet werden, dass jede der neun Überprüfungen in diesem Anhang durch Beweise bestätigt wird.