

EINFLUß VON MEß- UND AUSWERTUNGSVERFAHREN, STANDORTBEDINGUNGEN UND WKA-EINSTELLUNGEN AUF LEISTUNGSKURVEN

Irene Hansen, Stephan Glocker, Hans-Jürgen Sponholz*
WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH, Sommerdeich 14b, 25709 Kaiser-Wilhelm-Koog
*Fachhochschule Flensburg, Kanzleistr. 91-93, 24943 Flensburg

Zusammenfassung

Das Ergebnis einer Leistungsmessung an einer Windkraftanlage, die Leistungskurve, hängt von einer Reihe von Faktoren ab. Die Umgebungsverhältnisse des Meßstandortes prägen dabei die Aussagekraft und Übertragbarkeit der aufgenommenen Leistungskurve in starkem Maße. Bei komplexer Umgebung ist eine Leistungskurve nicht repräsentativ, da Wind und Leistung nicht korreliert werden können. Für das Ergebnis der Leistungsmessung ist außerdem bedeutsam, wie die Anemometer kalibriert und auf dem Meßmast angebracht sind. Ist z. B. der Azimut um 10° falsch gestellt, so wirkt sich dies bereits deutlich negativ auf die Leistungskurve aus und auch Eisansatz an den Rotorblättern kann zu erheblichen Leistungseinbußen führen. Der Einfluß des Auswertungsverfahrens auf der Grundlage verschiedener Richtlinien ist eher gering, vorausgesetzt Standort und Meßaufbau eignen sich für eine repräsentative Leistungskurve. Bei idealen Verhältnissen, sorgfältigem Vorgehen und hoher Datendichte liegt die Gesamtunsicherheit einer Leistungskurve bei 5 - 10% des Jahresenergieertrags.

1. Einleitung

Leistungskurven haben einen hohen Stellenwert bei der Vermarktung, der Zertifizierung und der Förderung von Windkraftanlagen (WKA). WINDTEST hat seit der Gründung im Jahre 1989 Leistungskurven von ca. 25 verschiedenen WKA ermittelt, etwa die Hälfte waren Prototypen. Aufgabe einer Diplomarbeit an der Fachhochschule Flensburg war es, diese Datengrundlage systematisch auszuwerten und die Leistungskurve auf Sensitivitäten hin zu analy-

sieren [1]. Möglichst viele Einflußfaktoren wie z.B. Niederschläge, Turbulenzgrad oder Umgebung des Standortes sollten untersucht werden, sofern verwertbare Daten vorhanden waren.

Folgende Themenbereiche wurden untersucht:

- Technische Ausführung und Einstellung der WKA
- Umgebungs- und Witterungsbedingungen während der Messung
- Meß- und Auswertungsverfahren.

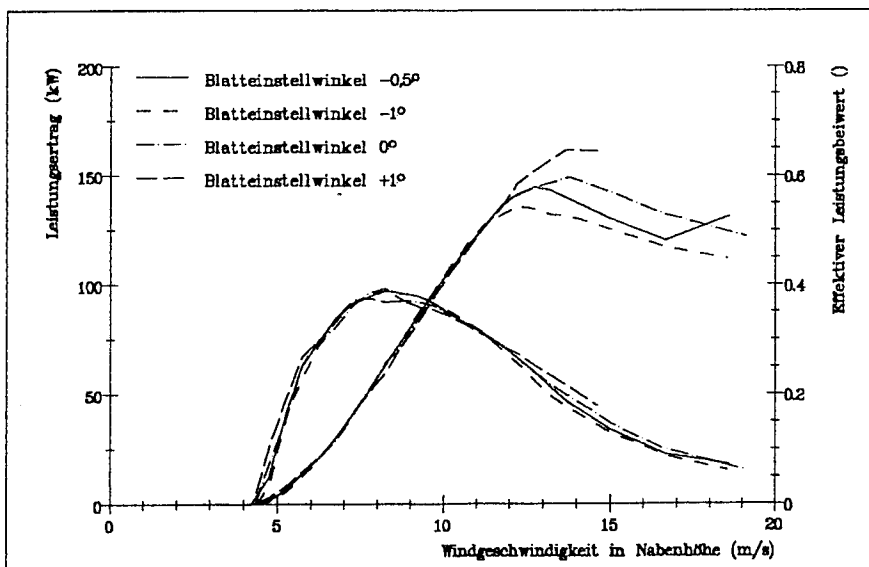


Abb. 1: Variation des Blatteinstellwinkels

Die bestehenden Vorschriften und Empfehlungen zur Messung von Leistungskurven wurden systematisch verglichen und anhand eines Beispiels wurde aufgezeigt, inwieweit sich Leistungskurven unterscheiden, die nach verschiedenen Verfahren ermittelt worden sind.

Im folgenden werden ausgewählte Ergebnisse der Studie gezeigt:

2. Einfluß der technischen Ausführung und der Einstellung der WKA

Eine Leistungskurve ist streng genommen nur für die vermessene Anlage gültig. Sogar identische Anlagen haben wegen der üblichen Serienstreuungen Unterschiede, die sich auch auf die Leistungsfähigkeit auswirken. Zum Teil werden WKA auch mit unterschiedlichen Komponenten ausgeliefert, z.B. verschiedenen Blättern oder Getriebetypen.

Die vorliegenden Leistungskurven baugleicher WKA deuten darauf hin, daß die Serienstreuung der Leistungscharakteristik gering ist. Eine genaue Aussage über Serienstreuung ist allerdings noch nicht möglich, da andere Einflüsse z.B. des Meßstandortes überwiegen.

Eine Vergrößerung des Rotors bewirkt bei optimaler Auslegung einen größeren Energieertrag. Es gibt allerdings auch Beispiele, wo die Vergrößerung des Rotors durch den Einbau von Distanzstücken zwischen Nabe und Blatt nicht den erwünschten Erfolg gebracht hat. Die Ursache ist vermutlich eine zu weite Entfernung vom Rotordurchmesser der Blattauslegung. Bei zu großem Durchmesser kann sich der Rotor z.B. durch nicht ideale Verwindung und Profilstaltung verschlechtern.

Wird die Regelungsleistung einer pitch-geregelten WKA verändert, so beeinflußt das den Volllastbereich, nicht aber im Teillastbereich.

Stall-geregelte WKA reagieren sehr sensibel auf die Veränderung des Blatteinstellwinkels (siehe Abb. 1). Die Leistungskurve erhält durch das veränderte Einsetzen des Strömungsabrisses ein geändertes Verhalten im Volllastbereich; es werden verschiedene Maxima erreicht. Dieser Umstand ist insofern von großer Bedeutung, weil der Wert der maximal erreichten Leistung stark in die Förderformel der Küstenträger eingeht und die Förderhöhe unmittelbar beeinflußt [2]. WKA und Testanlage, die der Leistungskurve zugrunde liegt, müssen in ihren Ausführungen identisch sein. Dies gilt aus diesem Grund

auch für den Blatteinstellwinkel. Interessant ist, daß meßtechnisch kein Einfluß des Einstellwinkels im Teillastbereich festzustellen ist. Es könnte durchaus sein, daß die in der Praxis oft durchgeführte Anpassung des Blatteinstellwinkels an Schwachwindstandorten zur Steigerung des Energieertrages im Teillastbereich nicht zum Erfolg führt.

Bringt eine WKA nicht die erwartete Leistung, liegt dies oft an der ungleichmäßigen Einstellung der einzelnen Blätter oder an einer Schräganströmung des Rotors durch eine Fehlstellung des Azimuts. In Windparks ist teils mit bloßem Auge zu erkennen, daß die WKA unterschiedlich ausgerichtet sind. Die Leistungskurve reagiert sehr sensibel auf die Schräganströmung, wie Abb. 2 deutlich macht. Bei dem gezeigten Beispiel wurde die Windfahne für die Azimutverstellung zeitweise um 10° in beide Richtungen verdreht, was die Leistungskurve deutlich beeinflusste.

Zur Frage der Verschmutzung des Rotors liegen zum jetzigen Zeitpunkt noch keine verwertbaren Daten vor. Ein Hinweis auf den Einfluß der Oberflächenbeschaffenheit sind modelltheoretische Untersuchungen zur Frage des Rauigkeitseinflusses, der nach [3] im Bereich bis ca. 10% liegen kann.

Wenn die Blätter vereisen, so kann sich die Aerodynamik des Rotors extrem verschlechtern. Bei WINDTEST wurde das Phänomen der Vereisung kurzzeitig beobachtet, als bei ansteigender Temperatur um 0°C die Luft bereits gesättigt war, während die Temperatur der Blätter noch Minusgrade betrug. Bei annähernd

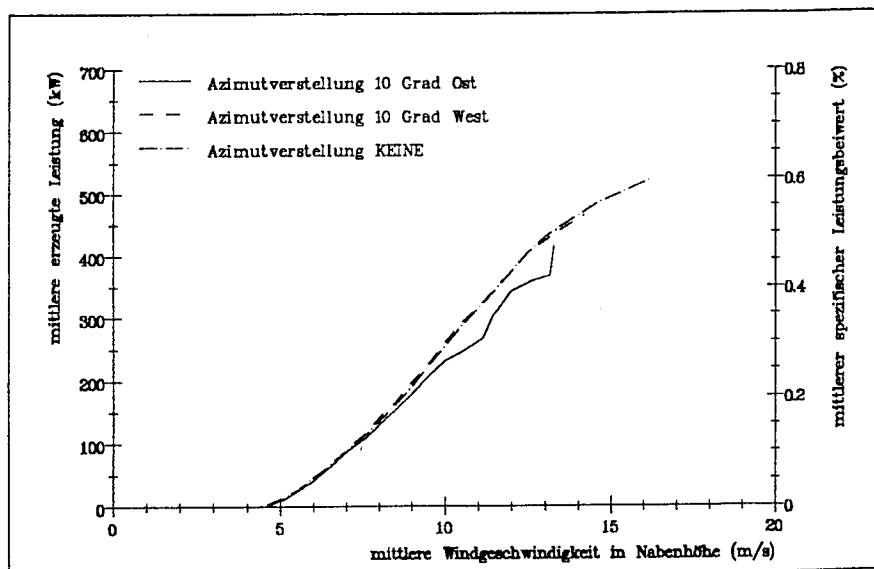


Abb. 2: Variation der Azimutausrichtung

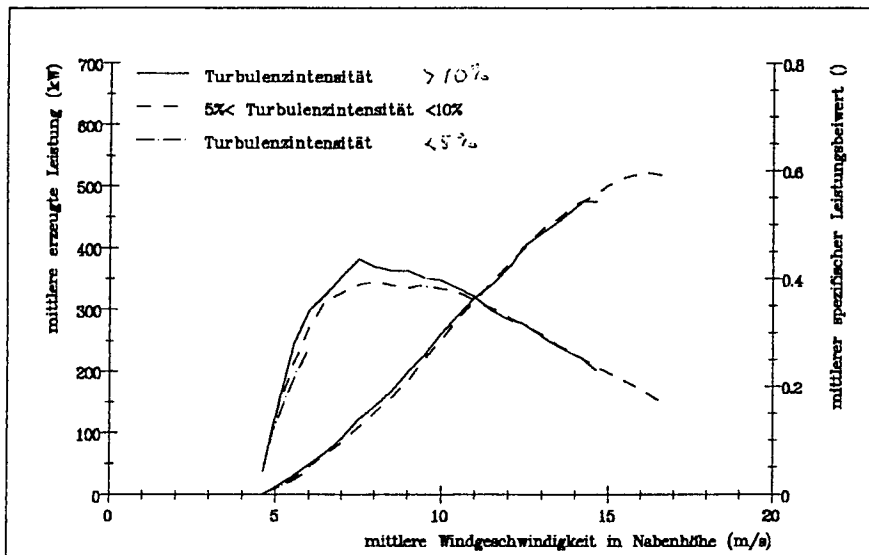


Abb. 3: Einfluss des Turbulenzgrades

gleichem Wind brach die Leistung von 200 kW auf 20 kW zusammen. Im Küstengebiet treten diese Effekte selten auf.

3. Einfluß der Umgebungs- und Witterungsbedingungen

Das Resultat einer Leistungsmeßkampagne hängt vom Standort und von den meteorologischen Bedingungen während der Meßkampagne ab. Einfluß üben Standortverhältnisse (Umgebung, Hindernisse, Deiche) sowie atmosphärische Zustände (Turbulenz, Niederschlag, Jahreszeit, Temperatur, Luftdruck, Luftfeuchtigkeit).

Je höher der Turbulenzgrad ist, desto höher ist der Leistung im Teillastbereich (Abb. 3). Böiger Wind besitzt aufgrund des kubischen Zusammenhangs von Wind und Leistung einen größeren Energieinhalt, was die Leistungskurve verbessert. Der Effekt der zunehmenden Meßfehlers des Schalenkreuzanemometers bei böigem Wind („overspeeding“) wirkt in die entgegengesetzte Richtung, ist aber weniger ausgeprägt. Die Leistungskurve scheint im gezeigten Fall im Vollastbereich allerdings mit zunehmendem Turbulenzgrad schlechter zu werden. Dies ist dadurch zu erklären, daß es bei stall-Anlagen bei böigem Wind zu vorzeitigem Strömungsabriß kommt, der stall-Effekt also früher einsetzt.

Entgegen den Erfahrungen anderer Institute kann nur ein geringer Einfluß von Regen auf die Leistungskurve im Bereich der Strichstärke

festgestellt werden. Lediglich im Vollastbereich nimmt die Leistung deutlicher ab.

Obwohl die Leistung bzw. der Wind immer auf Normbedingungen korrigiert wird, ist bei unterschiedlichen Temperaturen ein Einfluß auf die Leistungskurve zu erkennen. Hier spielen mit der Witterung kombinierte Faktoren wie thermische Schichtung oder Turbulenzintensität eine Rolle.

Der Standort ist von entscheidender Bedeutung. Strukturiertes, z.B. hügeliges Gelände ist zur Aufnahme einer repräsentativen Kurve nicht geeignet. Hindernisse haben einen Einfluß durch die Erhöhung der Turbulenz, aber auch durch die Abschattung des Meßmastes und/oder der WKA. Um eine unbeeinflusste Leistungskurve zu erstellen, sollten Bereiche mit Hindernissen vermieden werden.

4. Einfluß durch Meß- und Auswertungsverfahren, Richtlinienvergleich

Im Laufe der Zeit haben sich die Meßverfahren weiterentwickelt. Inzwischen wird nach den IEA-Empfehlungen, nach den Richtlinien der Landesförderung, der ECN-217 und der Richtlinie für Zertifizierung in Dänemark gemessen, in Zukunft wird die im Abschluß befindliche Richtlinie IEC TC88 WG6 hinzukommen [4,5,6,7]. Die IEA als erste und damit älteste Vorschrift beschäftigt sich vor allem mit Grundlagen, gibt wichtige Hinweise und vermeidet Restriktionen. Die ECN-217 und DK-Richtlinie sind wesentlich schärfer gefaßt, da sie die Vergleichbarkeit von Leistungskurven zum Ziel haben. Die neue IEC-Richtlinie fällt aus der Tendenz heraus, nach der neue Richtlinien immer enger gefaßt sind.

Die Verfahren unterscheiden sich in ihren Anforderungen an den Meßstandort, die Meßausrüstung, den Meßaufbau, die Datenverarbeitung, die Ableitung der Resultate und die Fehlerrechnung.

Die Auswahl des Standortes soll so getroffen werden, daß der Einfluß lokaler Merkmale auf die Leistungskurve minimiert wird. Die IEC TC 88 und DK-Richtlinie benutzen, bis auf die Rauigkeitslänge, die gleichen Größen, den Standort zu beschreiben. Die DK-Richtlinie stellt die höchsten Anforderungen an den Standort. Steht eine WKA an einem Standort, der nicht der DK-Richtlinie entspricht, kann keine Leistungskurve vermessen werden. Doch nach IEC TC 88 wird die Messung ermöglicht, wenn vorab eine experimentelle Standortkalibrierung oder eine Berechnung des Standorteinflusses nach einem dreidimensionalen Strömungsmodell erfolgt ist. Beide Verfahren sollten vermieden werden.

Die elektrische Leistung der WKA, die Windgeschwindigkeit, die Windrichtung, die Lufttemperatur und der Luftdruck müssen gemessen werden. Inwieweit weitere Größen erfaßt werden müssen, ist je nach Richtlinie unterschiedlich.

Um die Meßwerte zu erfassen, wird ein Datenerfassungssystem benötigt, das bestimmte Anforderungen erfüllen muß. Die Anforderungen der ECN-217 und der DK-Richtlinie sind am höchsten. Die DK-Richtlinie verlangt als einzige die Messung der Niederschläge, die anderen Verfahren empfehlen sie.

Da der Meßfehler der Windgeschwindigkeit etwa mit der dritten Potenz in die Leistung eingeht, sind in den Richtlinien hohe Anforderungen an die Genauigkeit ihrer Messung gestellt. Die IEA fordert eine Genauigkeit (als Standardabweichung) von $\sigma < 0,1$ m/s. Dies ist unter Berücksichtigung aller Ungenauigkeiten nicht möglich. Die neueren Richtlinien sind in diesem Punkt flexibler.

Der Standort des Meßmastes kann erst festgelegt werden, nachdem der für die Messung brauchbare Windrichtungsbe- reich bestimmt worden ist. Die Größe des erlaubten Windrichtungssektors ist je nach Richtlinie bzw. Empfehlung unterschiedlich (zwischen 90° und 270°). Die DK-Richtlinie gibt die Position und die Höhe des Meßmastes mit engen Toleran-

zen vor, alle anderen Vorschriften sind flexibler.

Die abgetasteten Daten werden gemittelt, der Zeitraum für die Mittelwertbildung sollte 10 Minuten oder kürzer sein, mindestens aber 30 Sekunden. Über diesen Zeitraum müssen die Mittelwerte berechnet und gespeichert werden. Zusätzlich muß die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit berechnet und gespeichert werden. Wenn möglich, sollte die Standardabweichung aller Kanäle berechnet werden. Nach der Aussortierung ungeeigneter Daten wird je nach Leistungsbegrenzung der WKA unterschiedlich auf Normbedingungen korrigiert. Die Verfahren unterscheiden sich nur in der Korrektur der Windgeschwindigkeit bei pitch-geregelten WKA im Vollastbereich (Korrektur entsprechend Dichteverhältnis mit dem Exponent $1/2$ oder $1/3$).

Nach der Korrektur der Daten werden diese nach der „Intervallmethode“ klassiert und reduziert. Dabei werden die Daten nach der Windgeschwindigkeit in Intervalle sortiert. Intervallbreite und Mindestdatenmenge in den Intervallen sind je nach Richtlinie unterschiedlich. Hier gehen die Forderungen der DK-Richtlinie am weitesten. Die Intervalle müssen im kompletten Bereich $0,5$ m/s breit sein. Weil in der Praxis das Auffüllen der oberen Windintervalle eine meist sehr lange Meßzeit bedeutet, ist in der Richtlinie für hohe Windgeschwindigkeiten eine Verarbeitung von Daten mit kürzeren Mittelungszeiten (bis 30 s-Mittelwerten) erlaubt. Daten unterschiedlicher Mittelwertbildungszeiten zu verwenden, sollte vermieden werden.

Der Vergleich der Richtlinien hat teilweise

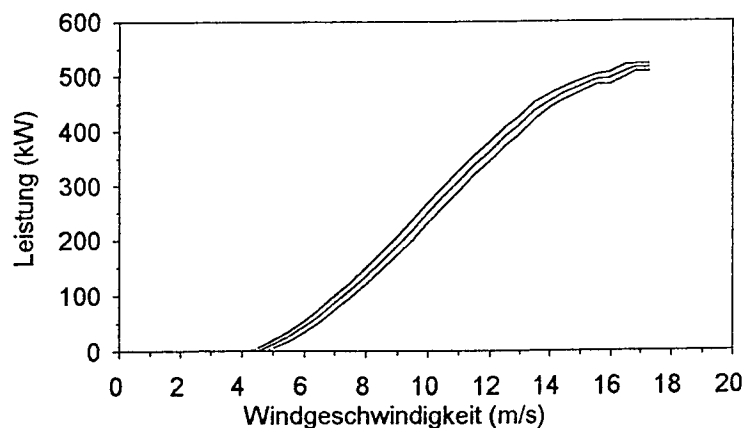


Abb. 4: Gemessene Leistungskurve mit 70% Wahrscheinlichkeitsintervall

erhebliche Unterschiede gezeigt. Die Hauptunterschiede liegen in den Anforderungen an den Standort, in der Windgeschwindigkeitsmessung, dem zugelassenen Windrichtungssektor und der angewandten Korrekturmethode. Die Anforderungen in der DK-Richtlinie müssen zum größten Teil erfüllt sein, während die übrigen Richtlinien die Einhaltung der Vorgaben teilweise nur empfehlen.

Die Vorschriften schlagen vor, wie die Meßberichte verfaßt sein sollen und welche abgeleiteten Resultate, z.B. Leistungsbeiwert der WKA oder Jahresenergieerträge bei Referenzstandorten, dokumentiert werden sollen. Alle Vorschriften empfehlen, eine Fehlerrechnung der gemessenen Leistungskurve durchzuführen und zu dokumentieren.

Bei der Fehlerrechnung wird zwischen zwei Typen von Unsicherheiten unterschieden. Dabei wird angenommen, daß sie sich nur durch die Art und Weise unterscheiden, wie deren Größe bestimmt wird. Der erste Typ Unsicherheit, der zufällige Fehler, ist durch die vorhandene Datenbasis charakterisiert, d. h. durch die Anzahl und Verteilung der Datensätze innerhalb der Intervalle. Der zweite Typ Unsicherheit, der systematische Fehler, ergibt sich aus den Unsicherheiten aller gemessenen Größen, also aus der Ungenauigkeit der Sensorik inkl. der Meßketten und des Meß- und Auswertungsverfahrens. Die systematischen Fehler basieren größtenteils auf der persönlichen Einschätzung des Meßingenieurs. Diese systematischen Fehler lassen sich nicht durch Wiederholen der Messung minimieren. In Abb. 4 ist eine

Leistungskurve mit resultierender Unsicherheit (obere und untere Grenzkurve) dargestellt. Die wahre Leistungskurve liegt mit einer Wahrscheinlichkeit von 70% innerhalb der dargestellten Grenzen.

Bei einer sorgfältig durchgeführten Messung an einer 500 kW WKA liegt die Gesamtungenauigkeit der Leistung zwischen 5 und 20 kW. Der Anteil der zufälligen Unsicherheit ist durch die große Anzahl der Daten gering, während die systematische Unsicherheit den größten Anteil an der Gesamtunsicherheit ausmacht. Bei der Analyse der Fehlerrechnung läßt sich feststellen, daß die Ungenauigkeit der Windgeschwindigkeitsmessung die Gesamtungenauigkeit der Leistungskurve eindeutig dominiert. Der Einfluß durch die Ungenauigkeit der Windgeschwindigkeitsmessung liegt in dem berechneten Beispiel einer 500 kW Anlage im Bereich von bis zu 90% der Gesamtungenauigkeit.

Die Ursachen dafür sind: Die Meßmethode der Windgeschwindigkeit mit kalibrierten Anemometern ist extrem kompliziert und fehleranfällig. Zum zweiten ist es immer schwierig und fehlerbehaftet, den Wind und die Leistung, an verschiedenen Orten gemessen, zu korrelieren. Hier gehen Standorteinflüsse stark in die Fehlerrechnung ein. Drittens ist die Leistung mit der dritten Potenz von der Windgeschwindigkeit abhängig, was bedeutet, daß sich Unsicherheiten der Windmessung dreifach auf die Leistung niederschlagen. Es ist somit von besonderer Bedeutung, die Windmessung, angefangen von der Kalibrierung über den Aufbau bis hin zur Auswertung, so gewissenhaft wie möglich durchzuführen.

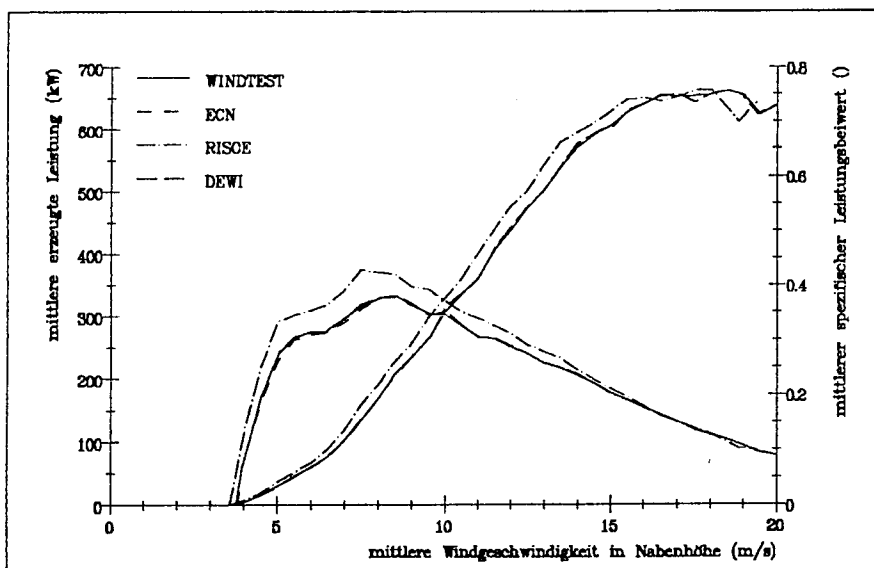


Abb. 5: Einfluß der Anemometerkalibrierung durch die Institute

Im folgenden werden einige Einflußfaktoren exemplarisch dargestellt, die in den Vorschriften unterschiedlich behandelt werden:

Der Anemometertyp, die Kalibriermethode und der Windkanal, insbesondere die Windkanalreferenz haben deutlich Einfluß auf die Leistungskurve. Als 1993 anlässlich der Diskussion der Förderrichtlinien der Länder eine Vergleichskalibrierung in vier Windkanälen durch-

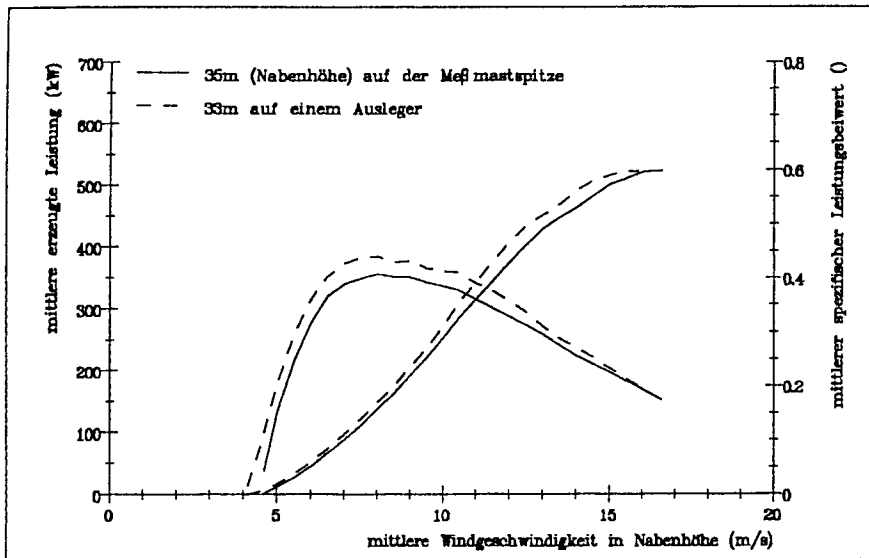


Abb. 6: Einfluß der Anbringung des Anemometers

Leistungskurven aus demselben Datensatz, ausgewertet nach den Vorschriften der IEA, ECN-217, der DK-Richtlinie und der IEC TC 88, sind in Abb. 7 dargestellt. Die Unregelmäßigkeiten der Kurven im mittleren Leistungsbe- reich sind statistisch bedingt: Da der Meßzeitraum sehr kurz ist, stehen nicht genügend Daten für eine endgültige Aussage des Einflusses der Richtlinie zur Verfügung. Im oberen und unteren Bereich, in denen die Leistungskurven statistisch

geführt wurden, sind z.T. erhebliche Abweichungen festgestellt worden [8]. Daß sich die Kalibriermethode bzw. -referenz deutlich auf die Leistungskurve auswirken kann, zeigt Abb. 5.

Das Anemometer wird entweder auf der Meßmastspitze oder auf einem Ausleger montiert. Bei der Messung einer 500 kW-WKA wurde die Windgeschwindigkeit sowohl auf der Meßmastspitze in Nabenhöhe (35m) als auch auf einem Ausleger in 33m Höhe gemessen. Die Ermittlung der Leistungskurve wurde mit beiden Signalen nach IEA ausgewertet. Die erstellten Leistungskurven und dazugehörige $C_{P,A}$ -Werte sind stark unterschiedlich, wie aus Abb. 6 deutlich wird. Dies ist mit Wechselwirkungen zwischen Anemometer und Ausleger zu erklären. Die Anbringung auf Auslegern wurde daraufhin geändert.

abgesichert sind, treten keine großen Unterschiede auf.

Bei identischer Meßwerterfassung wurden die Daten lediglich unterschiedlich ausgewertet. Hierbei liegt der größte Einfluß in der Breite des zugelassenen Windrichtungssektors. Dagegen bleibt die teilweise Filterung der Regendaten, die unterschiedliche Intervallgestaltung und Datenkorrektur ohne nennenswerten Einfluß.

Deutliche Unterschiede wären zweifelsohne feststellbar, wenn man den Meßaufbau im Rahmen der Empfehlungen ebenfalls unterschiedlich gestalten würde, z.B. den Meßmast unterschiedlich positioniert oder den Wind in verschiedenen Höhen mißt. Der Meßingenieur wird aber immer bestrebt sein, den Meßaufbau nach heutigem Wissensstand möglichst ideal,

Je breiter der Auswertebereich der Windrichtung ist, desto größer wird die Streuung der Meßdaten. Die Leistungskurve kann dadurch immer mehr verfälscht werden. Die Intervallbreite und der Zeitraum, über den die Mittelwerte gebildet werden, haben keinen erkennbaren Einfluß auf die Leistungskurve. Der Einfluß der Korrekturmethode ist nur im Übergang vom Teillast- in den Vollastbereich leicht erkennbar.

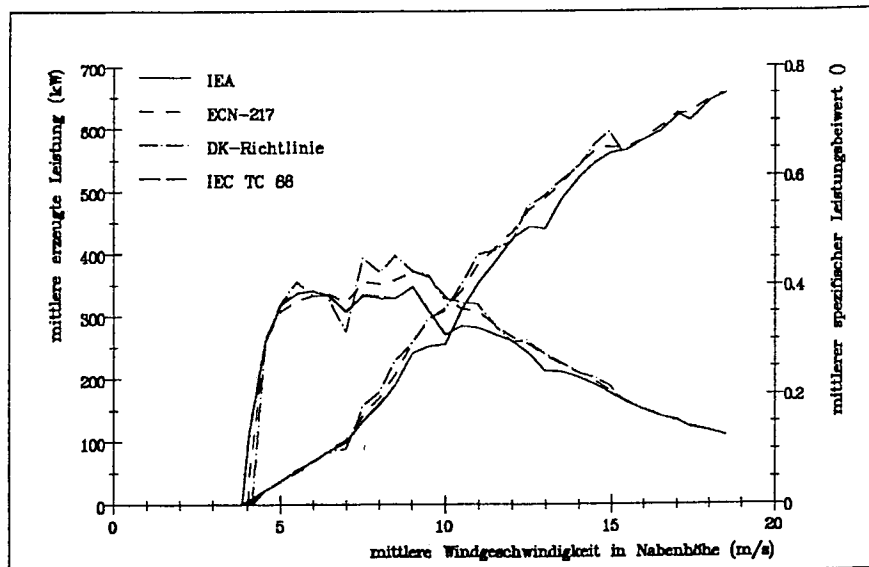


Abb. 7: Einfluß der Auswertemethoden der Richtlinien

d.h. konform mit allen Vorschriften zu gestalten. Bei sorgfältigerem Vorgehen und Wissen um die Hintergründe sind die Leistungskurve nach IEA, ECN-217, DK-Richtlinie und IEC dann nahezu identisch.

5. Diskussion

Da eine Leistungskurve essentiell von der gewählten WKA, dem Standort, den Witterungsbedingungen während der Meßkampagne und von der Meßmethode abhängt, sollten die Randbedingungen in den Meßberichten immer klar beschrieben werden.

Eine gemessene Leistungskurve ist immer mit Unsicherheiten behaftet. Um die Aussagekraft der Leistungskurve zu dokumentieren, sollte eine Fehlerrechnung der Leistungskurve immer Bestandteil des Meßberichts sein. Bei sorgfältiger Durchführung unter günstigen Verhältnissen ist mit einer möglichen Gesamtunsicherheit von 5 - 10% des Energieertrages zu rechnen. Dies ist insbesondere bei der Ertragsabschätzung in Standortgutachten, aber auch beim Vergleich von Leistungskurven und bei Festlegung der Förderhöhe zu berücksichtigen.

Leistungskurven, die an komplizierten Standorten aufgenommen wurden, sind mit großen Unsicherheiten verbunden und deshalb nicht repräsentativ.

Es ist von besonderer Bedeutung, die Windmessung so gewissenhaft wie möglich durchzuführen. Im Bereich der Kalibrierung sollten sich die Institute noch besser abstimmen. Der Einfluß der Anemometeranbringung auf Auslegern wurde in der Vergangenheit unterschätzt. Vorzuziehen ist die Befestigung des Anemometers auf der Meßmastspitze.

Eisansatz an den Rotorblättern kann zu erheblichen Leistungseinbußen führen.

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Ergebnisse ist es besonders wichtig, daß

- der Meßstandort sorgfältig ausgesucht wird,
- nicht jeder Standort für die Messung der Leistungskurve herangezogen wird,
- der Meßmast möglichst in einem freien Sektor in der Hauptwindrichtung steht und
- die Meßdaten in jedem Fall sehr sorgfältig kontrolliert und ausgewertet werden.

6. Literatur

- [1] Hansen, I.: Einfluß von Meßverfahren, Umgebungsbedingungen und Einstellungen bei der Ermittlung von Leistungskurven von Windkraftanlagen, Diplomarbeit an der FH Flensburg, 1994;
- [2] WINDTEST/DEWI: Technische Randbedingungen für die Landesförderung der Windenergie, II. Richtlinie zur Messung von Leistungskennlinien und zur Bestimmung des Jahresenergieertrags (Landesförderung), 1993;
- [3] Glocker, S.: Einfluß der Profileigenschaften auf das Leistungsverhalten und die Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen, Diplomarbeit an der TU München, 1987;
- [4] Executive Committee of the International Energy Agency (IEA): Recommended practices for wind turbine testing and evaluation, 1. Power performance testing, 2. edition, 1990;
- [5] Netherland Energy Research Foundation: Recommendation for a european wind turbine standard on performance determination (ECN 217), 1989;
- [6] Recommendation for wind turbine power curve measurements, Technical requirements for type approval and certification of wind turbines in Denmark (DK-Richtlinie), 1992;
- [7] International Electrotechnical Commission, Technical Committee N. 88, Power performance measurement procedure (IEC TC 88), 1994;
- [8] Klug, H., Westermann, D.: "Darf es etwas mehr sein?" oder "Wann kommt der Europäische Binnenmarkt für Leistungskennlinien?", DEWI-Magazin Nr. 3, 1993;