

Physik der Windparkoptimierung

Stefan Emeis, Institut für Meteorologie und Klimaforschung – Atmosphärische Umweltforschung, Karlsruher Institut für Technologie, Garmisch-Partenkirchen

Zusammenfassung

Ein Großteil der Windenergie wird zukünftig in großen Windparks, vor allem offshore, erzeugt werden. Dabei werden die Turbinen in den Parks und die Parks untereinander um die Ressource Wind konkurrieren. Nach einigen einleitenden Hinweisen zum Einfluss meteorologischer Größen und Phänomene auf die Effektivität der Nutzung der Windenergie wird ein analytisches, auf einer Impulsbilanz beruhendes Modell vorgestellt, mit dem der Einfluss von Oberflächenrauigkeit, thermischer Schichtung der Atmosphäre, Belegungsdichte des Windparks mit Turbinen und der von den Turbinen selbst erzeugten Turbulenz abgeschätzt werden kann.

Einleitung

Klimawandel und Endlichkeit der Rohstoffe erfordern den vermehrten Einsatz regenerativer Energieformen. Eine der möglichen Optionen ist die Nutzung der Windenergie. Für eine effiziente Planung der Nutzung dieser Energieform sind einige Kenntnisse über die atmosphärenphysikalischen Voraussetzungen notwendig. Windenergie basiert auf der Umwandlung der in der Atmosphäre enthaltenen kinetischen Energie mittels Windturbinen in elektrische Energie. Diese kinetische Energie ist Teil des gesamten Energiezyklus der Erdatmosphäre und entsteht in dieser auf Grund von räumlichen Temperaturdifferenzen. Diese Temperaturdifferenzen, die im Wesentlichen durch räumliche Unterschiede in der kurzwelligen solaren Einstrahlung und der langwelligen thermischen Ausstrahlung bewirkt werden, bewirken über die mit ihnen verbundenen Dichteunterschiede in der Atmosphäre räumliche Druckunterschiede. Diese wiederum machen sich in Form von Druckgradientkräften als Erzeugungsterme für die kinetische Energie und als Quellterme in den Erhaltungsgleichungen für den atmosphärischen Impuls bemerkbar. Hier soll die Impulsbilanz eines Windparks betrachtet werden.

Wind ist eine Ausgleichsströmung zwischen verschiedenen warmen Teilen unserer Erdatmosphäre. Durch die Nutzung der Windenergie wird sich ein neues, leicht verschobenes Gleichgewicht zwischen räumlichen Temperaturgradienten und den Windsystemen einstellen. Da die erhöhte Reibung durch Windturbinen den Temperatenausgleich behindert, werden in diesem neuen Gleichgewicht die Temperaturgradienten etwas höher sein als im alten Gleichgewicht. Da erhöhte Temperaturgradienten einen erhöhten Antrieb bedeuten, wird die Windgeschwindigkeit nicht ganz in dem Maße abnehmen, wie die Energie- und Impulsentnahme durch die Turbinen im ersten Moment vermuten ließe. Analog verhindert die Nutzung der Wasserkraft auch nicht, dass das in höheren Regionen zur Verfügung stehende Wasser

letztlich das Meer erreicht. Die Nutzung der Windenergie ist somit eine nachhaltige Energienutzung, deren Unerschöpflichkeit durch die Sonneneinstrahlung garantiert ist.

Nach einer kurzen generellen Übersicht über einige meteorologische Phänomene, die die Nutzung der Windenergie generell beeinflussen, soll im Wesentlichen eine vereinfachte, analytisch zu berechnende Impulsbilanz für große Windparks vorgestellt werden, aus der die Reduktion der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe als Funktion der Rauigkeit der Oberfläche, auf der der Windpark errichtet ist, der thermischen Schichtung der atmosphärischen Grenzschicht und der Belegungsdichte des Parks mit Turbinen abgeschätzt werden kann. Daraus lässt sich eine optimale Dichte der Windturbinen in einem Windpark sowie der minimal notwendige Abstand zwischen zwei in Windrichtung nacheinander liegenden Windpark abschätzen.

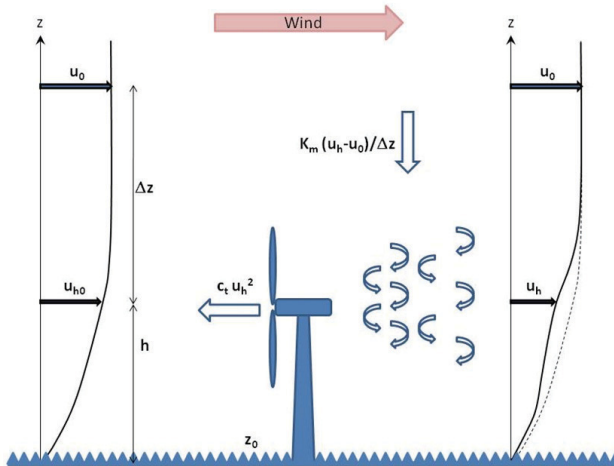
Einige für die Windenergienutzung relevante meteorologische Phänomene

Wichtigstes und bei den Windkraftnutzern am besten bekanntes meteorologisches Phänomen ist die reibungsbedingte Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe über der Oberfläche. Eine optimale Nutzung der zur Verfügung stehenden Windenergie wird hier in einer optimalen Wahl der Anlagenhöhe bestehen, die durch den Aufwand bei der Errichtung und dem Betrieb der Windturbinen und dem zu erwartenden Ertrag bestimmt wird. Dabei ist zu beachten, dass bei den heutigen Anlagenhöhen die Windturbinen deutlich über jene bodennahe Luftschicht hinausreichen, in der die Höhenzunahme des Windes einfach durch ein logarithmisches oder exponentielles Gesetz beschrieben werden kann. Das logarithmische Profil ergibt sich für die bodennahe Schicht (von ca. 50 bis 80 m Mächtigkeit) aus dem einfachen Gleichgewicht zwischen antreibender Druckgradientkraft und Reibung. Bei Nabenhöhen deutlich über 50 bis 80 m muss die Corioliskraft auf Grund der Erddrehung mit berücksichtigt werden, was zu geänderten Windgeschwindigkeitsprofilen und vor allem auch zu Winddrehungen mit der Höhe führt.

Weiterhin spielen in diesen Höhen auch tageszeitliche Variationen der Reibungskraft durch den Wechsel von thermisch instabilen Luftschichtungen tagsüber und thermisch stabilen Schichtungen nachts eine Rolle. Dies führt abends bei raschem Abfall der retardierenden Reibungskraft auf Grund der Stabilisierung der Luftschichtung in der bodennahen Schicht durch die Auskühlung des Bodens zu einer Ausbildung einer Trägheitsschwingung des Windes oberhalb der bodennahen Schicht, die sich in der Ausbildung von nächtlichen Windmaxima äußert. Diese auch als „low-level jets“ bezeichneten Maxima treten in Höhen zwischen 150 und 500 m Höhe über Grund auf und können durchaus bis zu einer Verdopplung der Windgeschwindigkeit gegenüber den Winden tagsüber führen. In der norddeutschen Tiefebene muss in etwas mehr als 20% aller Nächte mit diesem Phänomen gerechnet werden. Es sorgt dafür, dass der Ertrag hoher Windturbinen nachts deutlich höher als tagsüber sein kann, was im Gegensatz zur Erfahrung in der bodennahen Luftschicht steht, dass nämlich der Wind nachts „einschläft“. „Low-level jets“ treten typischerweise in Gebieten auf, die am Rande eines großen Hochdruckgebiets liegen und in denen es nachts wolkenlos ist.

Bei großen Windparks sind die gegenseitige Beeinflussung der Windturbinen untereinander im Windpark sowie die gegenseitige Beeinflussung benachbarter Windparks von großem wirtschaftlichem Interesse. Diese Beeinflussungen sind darauf zurückzuführen,

dass die Entnahme von Impuls und kinetischer Energie durch die Windturbine aus der Luftströmung zu einer Ausbildung eines Nachlaufs hinter der Windturbine führt, in dem die Windgeschwindigkeit reduziert und die atmosphärische Turbulenz erhöht ist. Die Länge dieses Nachlaufs wird durch die Effektivität der Nachlieferung von Impuls aus der umgebenden Strömung in den Nachlaufbereich bestimmt. Windturbinen, die sich im Nachlauf einer stromauf stehenden Turbine befinden, haben einen geringeren Ertrag, müssen aber auf Grund der erhöhten Turbulenz höhere Lasten ertragen.



Schema 1. Der von den Turbinen aufgenommene Impuls wird durch den vertikalen turbulenten Impulsfluss von oben her nachgeliefert. Das ungestörte Windprofil (links) modifiziert sich dadurch im Windpark (rechts).

Hier soll jetzt die mittlere Reduktion der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe der Windturbinen im Inneren großer Windparks durch einen einfachen, analytisch lösbaren Ansatz zum Impulshaushalt solcher Windparks abgeschätzt werden. Darüber hinaus wird mit einer analogen Überlegung abgeschätzt, wie weit benachbarte Windparks voneinander entfernt sein sollten, damit sie sich nicht über Gebühr negativ beeinflussen.

Impulshaushalt eines großen Windparks

Die Reduktion R_t der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe kann als Gleichgewicht zwischen Impulsentnahme und Impulsnachlieferung aus einer Impulsbilanz bestimmt werden. Hierzu wird die Entnahme von Impuls durch die Windturbinen im Windpark und durch die darunterliegende Oberfläche der Nachlieferung von Impuls aus der ungestörten Strömung gleichgesetzt (zur Grundidee siehe auch [1a] und [1b]). Im Inneren großer Windparks, in denen sich seitlich von den Windturbinen viele weitere Windturbinen befinden, ist diese Impulsnachlieferung nur von oben her möglich. Da Impulserhaltung gilt,

ist der durch die Turbinen der Atmosphäre entzogene Impuls natürlich nicht verloren, sondern wird durch die Gründung der Windkraftanlagen auf den Erdkörper übertragen.

Der Impulsverlust m_{1a} der Atmosphäre in Nabenhöhe $z = h$ ist proportional zu einem dimensionsfreien Widerstandsbeiwert c_t der Turbinen und dem Quadrat der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe u_h :

$$m_{1a} = c_t u_h^2 \quad (1a)$$

Zudem verliert die Atmosphäre auch Impuls m_{1b} durch Reibung an der Oberfläche, auf der der Windpark steht, wobei c_s der Widerstandswert der Oberfläche ist:

$$m_{1b} = c_s u_h^2 \quad (1b)$$

Die Nachlieferung dieses verlorenen Impulses kann in einem unendlich großen Windpark nur durch einen Impulsfluss m_2 von oben her erfolgen:

$$m_2 = K_m \frac{u_0 - u_h}{\Delta z} \quad (2)$$

Dabei ist K_m ein vertikaler Impulsaustauschkoeffizient für die Atmosphäre, u_0 die ungestörte Windgeschwindigkeit oberhalb der Windturbinen und Δz die Höhendifferenz zwischen dem Niveau der ungestörten Strömung und der Nabenhöhe. Durch Gleichsetzen von (1a) und (1b) mit (2) lässt sich die reduzierte Windgeschwindigkeit R_t im Windparkinneren wie folgt beschreiben ($R_t = 1$: keine Abschwächung des Windes, $R_t = 0$: vollständige Abschwächung):

$$R_t = \frac{\left(f T_i + \frac{\phi_m}{\kappa^2} c_s \right)}{\left(f T_i + \frac{\phi_m}{\kappa^2} c_{\text{eff}} \right)} \quad (3)$$

mit der Turbulenzintensität der Luft T_i , einer von der atmosphärischen Stabilität h/L^* abhängigen Stabilitätsfunktion ϕ_m , der von Kármánschen Konstante κ ($= 0,4$), einem geometrischen Faktor f , dem Widerstandsbeiwert des rauen Bodens unter den Turbinen c_s und dem effektiven Beiwert c_{eff} ($c_{\text{eff}} = c_t + c_s$). $h/L^* = -1$ bedeutet instabile Schichtung, $h/L^* = +1$ bedeutet stabile Schichtung.

Während nun die Eigenschaften und Effizienz der Energieumwandlung der Windturbine sowie deren Anzahl pro Flächeneinheit im Windpark über den Widerstandsbeiwert c_t der Turbinen und die Eigenschaften des Untergrunds unter den Turbinen über den Widerstandsbeiwert c_s des Bodens beschrieben werden, beschreibt der Austauschkoefizient K_m in Gleichung (2) die Eigenschaften und Effizienz der Atmosphäre bei der Impulsnachlieferung von oben.

Dieser Austauschkoeffizient stellt die Impulsleitfähigkeit der Atmosphäre dar. Eine Leitfähigkeit ergibt sich allgemein, wenn man einen Strom durch die ihn erzeugende Potentialdifferenz dividiert. In diesem Fall ergibt sich die Impulsleitfähigkeit durch die Division des nach unten gerichteten Impulsstroms in der Atmosphäre (massenspezifisch betrachtet hat er die physikalische Dimension m^2/s^2) durch den vertikalen Impulsgradienten (Dimension $1/\text{s}$). Damit hat die atmosphärische Impulsleitfähigkeit die physikalische Dimension m^2/s , was bedeutet, dass er eine Viskosität der Atmosphäre beschreibt. Da der vertikale Impulsaustausch in einer turbulenten Strömung wie sie die Atmosphäre in der Regel ist, im Wesentlichen durch die atmosphärische Turbulenz bewirkt wird (dieser turbulente Austausch ist um Größenordnungen größer als der Austausch durch molekulare Reibung), wird diese Impulsleitfähigkeit auch als turbulente Viskosität der Atmosphäre bezeichnet. Typische Werte der turbulenten Viskosität liegen bei $1 - 100 \text{ m}^2/\text{s}$, während die molekulare Viskosität der Luft nur bei $10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$ liegt. Hohe Werte der turbulenten Viskosität bedeuten, dass die Atmosphäre sehr schnell den im Windpark verbrauchten Impuls der Luftströmung von oben her wieder nachliefern kann.

Aufgabe in der hier zu beschreibenden Impulsbilanz ist es nun, diese turbulente Viskosität/Impulsleitfähigkeit/Austauschkoeffizient K_m als Funktion der wesentlichen äußeren Einflussfaktoren für den Windpark zu beschreiben. Hierzu zählt im Wesentlichen die Turbulenzintensität T_i der durch den Windpark strömenden Luft, da K_m mit wachsender Turbulenzintensität der Atmosphäre wächst. Die Turbulenzintensität wiederum ist unter anderem eine Funktion der Rauigkeit des Untergrunds unter den Turbinen. Je rauer der Untergrund und die damit verbundene Reibung der Luft, desto höher ist die Turbulenzintensität. D.h., über rauen Landoberflächen ist die Turbulenzintensität der Luftströmung systematisch höher als über glatten Meeresoberflächen. Bei gegebener Untergrundrauigkeit hängt die Turbulenzintensität zudem von der thermischen Stabilität der Atmosphäre ab. Die thermische Stabilität wird im Wesentlichen durch den Unterschied zwischen der Luft- und der Boden- bzw. Wassertemperatur bestimmt. Wenn die Land- oder Wasseroberfläche wärmer ist als die darüber liegende Luft, kommt es auftriebsbedingt zu vertikalen Umlagerungen, die die Turbulenzintensität erhöhen (instabil) und zu einem größeren K_m führen. Wenn die Land- oder Wasseroberfläche kälter ist als die darüber liegende Luft, sind vertikale Umlagerungen unterdrückt, und die Turbulenzintensität ist niedriger. Letztlich ist auch die Turbulenzerzeugung durch die laufenden Turbinen selbst in einem Windpark von Bedeutung. Die Turbulenzerzeugung der Turbinen kann man in erster Näherung proportional zum Widerstandsbeiwert der Turbinen ansetzen.

Gleichung (3) zeigt, dass die Windgeschwindigkeitsreduktion im Parkinneren klein ist, wenn die Turbulenzintensität T_i groß ist, d.h., bei instabiler Luftschichtung und über rauen Landoberflächen ist R_t nahe 1. Die Windgeschwindigkeitsreduktion ist dagegen groß (R_t deutlich kleiner als 1), wenn der nur in den Nenner stehende Widerstandsbeiwert der Windturbinen im Windpark groß und die Turbulenzintensität niedrig ist, also bei stabiler Luftschichtung und über glatten Wasserflächen. Genauer zeigen das die folgenden Abbildungen.

Abbildung 1 veranschaulicht das Ergebnis für einen mittleren Abstand der Turbinen im Windpark von 8 Rotordurchmessern. Deutlichstes Phänomen ist die starke Abhängigkeit von der thermischen Stabilität der Atmosphäre. Für instabile Schichtung der Luft (ganz links) beträgt die Windgeschwindigkeitsreduktion nur wenige Prozent klein (R_t nahe 1), da

die Atmosphäre den von den Turbinen aufgenommenen Impuls sehr rasch von oben her wieder nachliefern kann. Für sehr stabile Schichtungen (ganz rechts), z.B. bei warmer Luft über sehr kaltem Wasser, dagegen kann die Reduktion sehr erheblich sein und die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe auf 65% bis 55% der ungestörten Windgeschwindigkeit stromauf zurückgehen, da hier die Atmosphäre nur sehr schwer in der Lage ist, Impuls von oben nachzuliefern. Zudem sieht man, dass die Kurve für sehr raue Oberflächen ($z_0 = 1$ m beschreibt eine Landoberfläche mit vielen Bäumen über einer stark strukturierten Obefläche) deutlich höher liegt als die Kurve für eine sehr glatte Meeresoberfläche ($z_0 = 0,0001$ m). Bei neutraler thermischer Schichtung (Bildmitte, $h/L^* = 0$) ist die Reduktion der Windgeschwindigkeit über rauem Land nur 6%, und der glatten Meeresoberfläche aber ca. 12%.

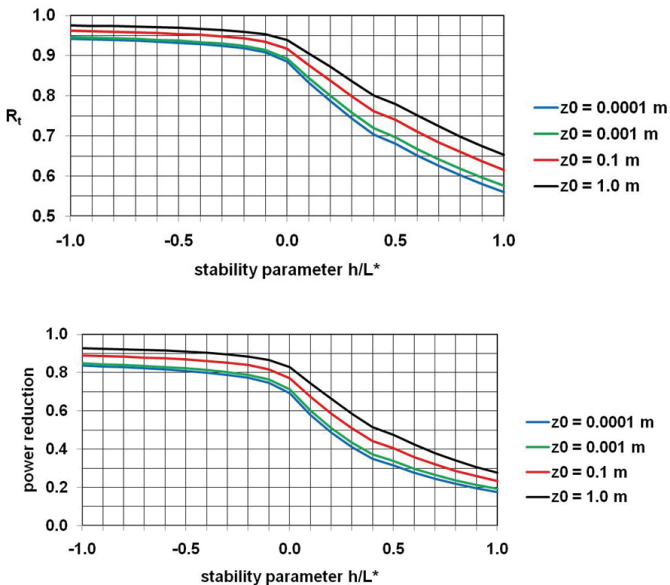


Abbildung 1. Relative Reduktion der Windgeschwindigkeit (oben) und des Ertrags (unten) im Inneren eines großen Windparks als Funktion der Oberflächenrauigkeit (Scharparameter) und der thermischen Schichtung (x-Achse). Die oberste Kurve gilt für raue Landoberflächen, die unterste für glatte Meeresoberflächen. Links instabil (Boden oder Wasser deutlich wärmer als die Luft), rechts stabil (Boden oder Wasser deutlich kälter als die Luft).

Im unteren Bild von Abbildung 1 sind die Auswirkungen auf den Energieertrag dargestellt, der von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe abhängt (geänderte y-Achse beachten). Hier variieren die Ertragseinbußen je nach Rauigkeit des Untergrunds von 8% bis 18% bei sehr instabiler Schichtung bis hin zu mehr als 70% bei

80% bei sehr stabiler Schichtung. Diese einfachen Rechnungen werden sehr schön durch Messungen an einem dänischen Windpark (Abbildung 2) bestätigt, die bereits an der siebenten Turbine vom Einströmrand aus gezählt Ertragseinbußen von 40% bis 50% zeigen. Sehr deutlich wird in den Messungen auch der hier aus dem einfachen Modell abgeleitete starke Einfluss der thermischen Schichtung auf den Ertrag in einem großen Windpark.

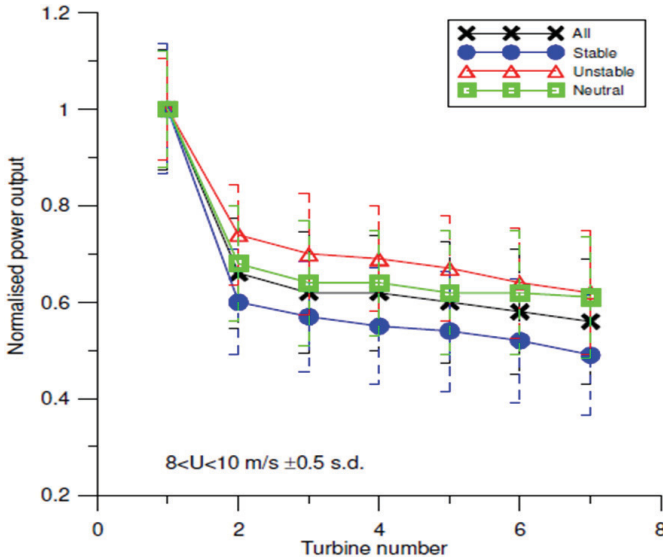
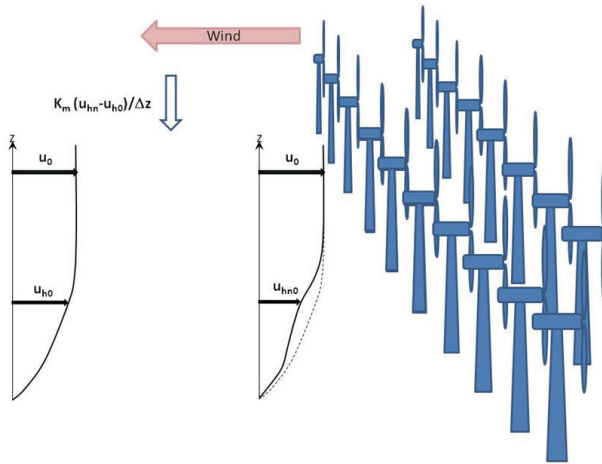


Abbildung 2. Messung des normierten Energieertrags an Turbinen in einem dänischen Windpark. Die Turbinen sind vom Einströmrand her durchnummeriert. Turbine 1 am Außenrand des Windparks (ganz links) ist dem ungestörten Wind ausgesetzt (Ertrag 1), nach rechts hin werden die Abschattungseffekte immer größer, da die Turbinen immer weiter vom Einströmrand entfernt sind. Oberste Kurve: instabile thermische Schichtung, mittlere Kurve: neutral, unterste Kurve: stabil Schichtung. Aus [2].

Nachlauflänge ganzer Windparks

So wie sich, wie zuvor gesehen, einzelne Turbinen innerhalb eines Windparks beeinflussen, so haben auch stromauf gelegene Windparks einen Einfluss auf nachfolgende Windparks. Für eine verlässliche Ertragsplanung sollte die Reichweite des Nachlaufs ganzer Windparks abgeschätzt werden. Im Nachlauf hinter einem großen Windpark kann sich die Strömung ebenso wie die zuvor beschriebene Aufrechterhaltung des Gleichgewichts im Inneren des Windparks nur durch Zuführung von Impuls von oben her aus der ungestörten Strömung wieder erholen, d.h. der Wind in Nabenhöhe kann sich

wieder beschleunigen bis er den ursprünglichen Wert stromauf vom Windpark wieder erreicht hat (siehe Schema 2).



Schema 2. Windgeschwindigkeit u_{hm} (von u_{hmo} hin zu u_{h0}) im Nachlauf eines großen Windparks. Der zur Wiederherstellung der ungestörten Geschwindigkeit u_{h0} notwendige Impuls kann nur von oben her kommen.

Die zeitliche Erholung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe hinter dem Windpark u_{hm} vom Wert direkt am Ende des Windparks u_{hmo} auf den ungestörten Wert vor dem Windpark u_{h0} ergibt sich aus:

$$\frac{\Delta u_{hm}}{\Delta t} = \frac{K_m}{\Delta z^2} (u_{h0} - u_{hm}) \quad (4)$$

Das führt auf eine Differenzengleichung:

$$\frac{u_{hm}(t)}{u_{h0}} = 1 + \left(\frac{u_{hmo}}{u_{h0}} - 1 \right) \exp(-\alpha t) \quad (5)$$

mit $\alpha = K_m/\Delta z^2$. Ersetzt man die Zeit t mit Hilfe der Windgeschwindigkeit u_{h0} durch den zurückgelegten Windweg ($\Delta x = u_{h0} \Delta t$), so kann man hieraus die Länge des Nachlaufs bestimmen.

Wieder ist der Austauschkoefizient K_m die entscheidende Größe: je größer K_m , desto kürzer der Nachlauf. Damit ist der Nachlauf bei stabiler Luftschichtung und über glatten Oberflächen wesentlich länger als bei instabiler Schichtung und über sehr rauen Oberflächen. Abbildung 3 veranschaulicht das prinzipielle Ergebnis. Im oberen Bild sehen wir den Einfluss der Rauigkeit des Untergrunds, auf dem der Windpark errichtet wird, auf

den Nachlauf unter der Annahme einer thermisch neutralen Schichtung der Luft. Setzt man sich das Kriterium, das 95% des Windenergiepotentials der Luftströmung wieder erreicht wird ($R_r = 0,95$), so erkennt man, dass über sehr rauen Landoberflächen (Rauigkeitslänge $z_0 = 1$ m) dieses Kriterium bereits nach 4 km wieder erreicht ist. Betrachtet man einen offshore-Windpark, so ist die Wasseroberfläche wesentlich glatter. Für eine Rauigkeitslänge von 0,0001 m wird das Kriterium erst nach 18 km erreicht. Im unteren Bild wird für diese glatte Oberfläche der zusätzliche Einfluss der thermischen Schichtung analysiert. Für eine kalte Luftströmung über warmes Wasser (instabil, $h/L_* = -1$) ist das Kriterium bereits nach 10 km erreicht, für eine warme Luftströmung über kaltes Wasser (stabil, $h/L_* = +1$) dagegen wird das 95%-Kriterium bis 30 km Entfernung vom Windpark überhaupt nicht wieder erreicht. SAR-Satellitenmessungen der Windgeschwindigkeit, abgeleitet aus der Rauigkeit der Wasseroberfläche, haben gezeigt, dass Nachläufe in der Größenordnung von 20 km hinter offshore Windparks beobachtet werden [3].

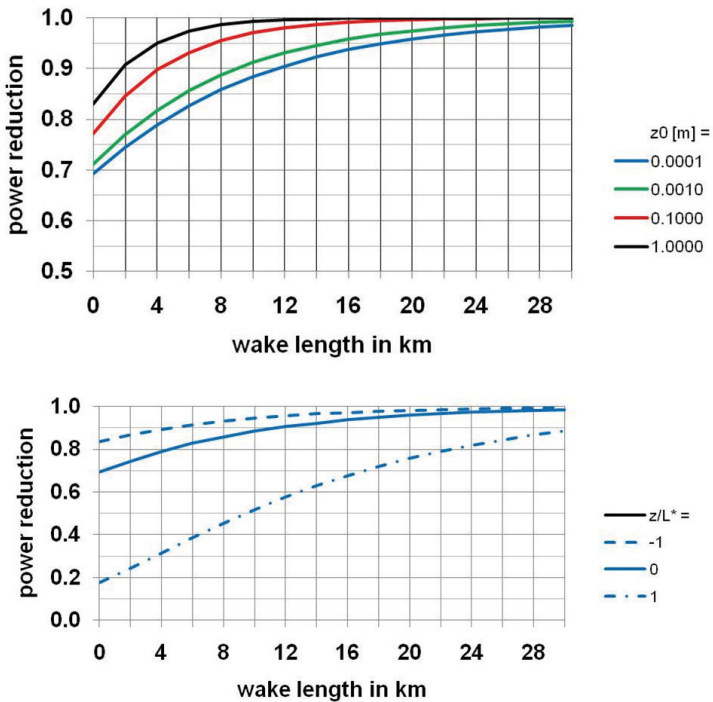


Abbildung 3. Länge des Nachlaufs eines großen Windparks in km (ausgedrückt als relative Ertragseinbuße) als Funktion der Oberflächenrauigkeit bei neutraler Schichtung (oben) und der thermischen Schichtung bei sehr glatter Oberfläche (unten). Man beachte die unterschiedliche Skalierung der y-Achse.

Schlussfolgerungen

Die Analyse der hier vorgestellten einfachen, analytisch lösbaren Impulsbilanz großer Windparks hat gezeigt, dass die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe im Innern großer Windparks genauso wie die Länge des Nachlaufs hinter diesen Windparks neben technischen Details wie der Größe und der räumlichen Dichte der Windkraftanlagen entscheidend von den Oberflächencharakteristiken des Standorts und den atmosphärischen Rahmenbedingungen abhängt. Wichtigste Erkenntnis ist, dass offshore-Windparks sich deutlich anders verhalten als onshore-Windparks, d.h., dass die Erkenntnisse von an Land bereits errichteten Windparks nicht so ohne weiteres auf offshore-Windparks übertragen werden können. Insbesondere müssen für einen gleichen Ertrag bei gleicher Windgeschwindigkeit offshore die Abstände sowohl der einzelnen Turbinen in einem Windpark, als auch die der Windparks untereinander, größer sein als onshore. Die bisher geplanten Gassen zwischen den einzelnen Windparks in der deutschen Nordsee erscheinen im Lichte dieser Überlegungen als zu schmal. In der Hauptwindrichtung weiter hinten liegende Parks werden durch stromauf liegende Parks negativ beeinflusst werden, insbesondere bei stabiler Luftschichtung.

Es muss aber auch betont werden, dass diese einfache Impulsbilanz nicht alle Effekte berücksichtigt, sondern eine Vereinfachung darstellt. Eine Vereinfachung aber, die es durchaus erlaubt, bestimmte Tendenzen zu erkennen. Zudem hat der Vergleich mit Messungen gezeigt, dass die Größenordnung der Windgeschwindigkeitsreduktion im Windpark sowie die Länge des Nachlaufs durch richtig abgeschätzt werden. Diese Abschätzungen können zu einer Planung des optimalen Abstands der Turbinen in einem Windpark und des Abstands der Windparks zueinander genutzt werden. Genauere Ergebnisse werden nur mit sehr aufwändigen numerischen Windfeldsimulationsmodellen zu erhalten sein, wie sie derzeit für größere Windparks in Entwicklung befinden [4].

Literatur

- [1a] Emeis, S., 2010: A simple analytical wind park model considering atmospheric stability. *Wind Energy*, 13, 459-469.
- [1b] Emeis, S., 2011: Weitreichender Windschatten. *Physik in unserer Zeit*, 42, 228-233.
- [2] Barthelmie R, Frandsen ST, Rethore PE, Jensen L., 2007: Analysis of atmospheric impacts on the development of wind turbine wakes at the Nysted wind farm. *Proceedings of the European Offshore Wind Conference*, Berlin 4.-6.12.2007
- [3] siehe z.B. Bild 14 auf http://galathea3.emu.dk/satelliteeye/projekter/wind/back_uk.html
- [4] Steinfeld, G., J. Tambke, J. Peinke, D. Heinemann, 2010: Application of a large-eddy simulation model to the analysis of flow conditions in offshore wind farms. *Geophysical Research Abstracts*, Vol. 12, EGU2010-8320. <http://meetingorganizer.copernicus.org/EGU2010/EGU2010-8320.pdf>

Prof. Dr. Stefan Emeis
Institut für Meteorologie und Klimaforschung – Atmosphärische Umweltforschung
Karlsruher Institut für Technologie
D-82467 Garmisch-Partenkirchen
stefan.emeis@kit.edu

Deutsche Physikalische Gesellschaft Φ DPG

Arbeitskreis Energie



Energie

Perspektiven und Technologien

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Dresden 2011

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Energie

Perspektiven und Technologien

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Dresden 2011

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Bad Honnef, April 2012

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie
in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft
Dresden, 13. bis 16. März 2011

Hauptvorträge

Inhaltsverzeichnis

Einleitung.....	7
Übersicht über die Fachsitzungen.....	8
Abstracts aller Vorträge.....	9
Electrolytes in lithium-ion batteries: state of the art and future trend (presented by A. Balducci).....	27
Das Energiekonzept der Bundesregierung und andere Optionen für die Energiezukunft Deutschlands (vorgetragen von M. Popp).....	37
Vergleichende Bewertung von Stromerzeugungssystemen (vorgetragen von R. Friedrich).....	47
Endlagerung von hochradioaktiven Abfällen - internationaler Stand und Perspektiven (vorgetragen von H. Geckeis).....	64
Nuclear Waste Transmutation: Status and Perspectives for Accelerator Driven Systems (ADS) in Europe (presented by A. C. Mueller).....	81
Der Stellarator - Ein alternatives Einschlusskonzept für ein Fusionskraftwerk (vorgetragen von R. Wolf).....	97
Production and conversion of liquid fuels and hydrogen from biomass and natural gas using microreactor technology (presented by P. Pfeifer).....	105
Physik der Windparkoptimierung (vorgetragen von S. Emeis).....	120

Geothermie für Grundlaststrom und Wärmeversorgung - internationale Nutzung, Potenzial, technologische Entwicklungen (vorgetragen von D. Bruhn).....	130
Einsatz großer Wärmepumpen im Industrie- und Gewerbebau (vorgetragen von R. Grimm)	140
Anforderungen an einen Wärmepumpentarif zur Überwindung diskriminierender Steuern und Abgaben beim thermodynamisch optimierten Heizen (vorgetragen von G. Luther).....	151
Clean Power from Deserts (presented by M. Düren).....	164
Hochkonzentrierende Photovoltaik: Stand der Entwicklungen und Perspektiven (vorgetragen von A. Bett)	182
Das Aufwindkraftwerk – Funktionsweise und aktueller Stand (vorgetragen von G. Weinrebe)	200

Direkter Link zum AKE - Archiv:

<http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/index.htm>

Direkter Link zum AKE - Archiv, Tagung 2011 -Dresden:

http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2011-AKE_Dresden/Links_DPG2011.htm

Der vorliegende Band fasst schriftliche Ausarbeitungen der Hauptvorträge der AKE Tagung des Jahres 2011 in Dresden zusammen. Leider ist es nicht gelungen, von allen Vortragenden Manuskripte zu erhalten. Die Präsentationsfolien der Hauptvorträge können auf der Webseite des Arbeitskreises über:

<http://www.dpg-physik.de/dpg/organisation/fachlich/ake.html>

(von dort gelangt man zum Archiv des AKE) eingesehen werden. Allen, die zu diesem Sammelband beigetragen haben, sei an dieser Stelle sehr herzlich gedankt.