Arbeitskreis „Zukunft der Energie“

Windenergie und ihre Nutzung

Windenergie und ihre Nutzung

Windkraft stellt eine schier unerschöpfliche Energiequelle dar, die – rein theoretisch gesehen – in der Lage wäre, den gesamten Energiebedarf der Menschheit heute wie in absehbarer Zukunft zu decken. Praktisch aber stößt die Nutzung der Windenergie in der Form, wie sie dieser Tagen betrieben wird, auf Probleme der Wirtschaftlichkeit und Konkurrenzfähigkeit – und das auf einem Markt, der seit jeher und mitunter zu Recht auf dem Prinzip der höchsten Rendite basiert und in dem der Anspruch auf „Erneuerbarkeit“ und „Nachhaltigkeit“ nur zur jüngsten Geschichte gehört.

Dennoch: Die Windkrafttechnik ist seit langem aus ihren Kinderschuhen heraus und wartet mit immer leistungsstärkeren wie effizienteren hochentwickelten Produkten auf. Angesichts einer allgemeinen Ressourcenknappheit und damit einhergehend steigenden Rohstoffpreisen erweist es sich als Frage der Zeit, bis Windkraft wenigstens im Vergleich zu den bestehenden auf Brennstoffe angewiesenen Konzepten an Rentabilität gewinnt. Bereits jetzt wird ihr nicht zuletzt dank progressiver Energiepolitik langfristig ein Anteil am „Energiemix“ gesichert sein. Dieser ist über die vergangenen Jahre exponentiell angestiegen – was angesichts der 1,5%, die der aus Windkraft gewonnene Strom im Verhältnis zur weltweiten Stromproduktion derzeit ausmacht, nicht verwundern darf. Wie hoch der Anteil im Endeffekt ausfällt, wird vom technologischen Fortschritt der nächsten Jahre abhängen. Angesichts der großen Konkurrenz speziell unter den sogenannten erneuerbaren Energien ist allerdings länder- und subventionsabhängig (!) bis auf wenige Ausnahmen eine Beteiligung von mehr als 15% unrealistisch. Mit Spannung darf aber erwartet werden, ob Alternativkonzepte (siehe Abschnitte 3 und 5) sich nicht schon in naher Zukunft zugunsten der Windkraft auswirken könnten…

---

1. Geschichte der Windenergienutzung

   Das Problem mit der Wasserpumpe | Frühe Windkraftnutzung | Einzug in Europa | Industrialisierung und Moderne

2. Windleistung und Betzsches Gesetz

   Die Natur des Windes | Lokale und Globale Winde | Standortwahl | Weibull-Verteilung und Windleistung | Aerodynamik und das Betzsche Gesetz

3. Windkraftkonverter: Typologie und Komponentendesign

   Typenkunde | Bauformwahl und Kompromissfindung | Baukomponenten | Rotorendesign und Drehzahlregulierung | Leistungskurven

4. Wirtschaftlichkeit, Umwelteinflüsse, Statistik

   Finanzielle Betrachtungen | Energetische Betrachtungen | Umweltfaktoren | Windkraftstatistik

5. Alternative Konzepte der Windenergienutzung

   Aufwindkraftwerk | Fallwindkraftwerk | Atmospheric Vortex Engine | Airborne Wind Turbine

1. Geschichte der Windenergienutzung

Das der Menschheit eigene Bemühen um technologischen Fortschritt war gewiss nicht immer ein Selbstläufer. Vielmehr leitet es sich aus sehr viel fundamentaleren Zielen ab. Eines dieser Ziele, wenn nicht sogar DAS Ziel überhaupt, war für lange Zeit, mindestens aber bis ins 19. Jahrhundert, Methoden zu finden, die es erlauben, möglichst effizient wie effektiv mechanische Arbeit zu verrichten: Mit dem Anliegen – und damit haben wir nun wahrhaft das Fundament menschlicher Motivation erreicht – zum Gelingen wenigstens des eigenen Lebens beizutragen (Zugegeben: Das ist ein recht normativ formulierter Lebenszweck. Es scheint allerdings eine Masche der heutigen Zeit zu sein, technologischen Fortschritt gerade aus diesem Grunde zu verdammen).

Das Problem mit der Wasserpumpe

Ein Beispiel zur Verrichtung mechanischer Arbeit: Wenn ein Bauer, sei es vor vielen hundert Jahren, sei es heute, für einen Brunnen oder auch zum Trockenlegen eines kleinen Feldes eine Wasserpumpe benötigt, so muss er sich zum Einen zum Pumpenmechanismus selbst, zum anderen aber zu der Art und Weise, wie er die Pumpe betreiben möchte, Gedanken machen. Nehmen wir an, er benutzt ein Schöpfwerk, das wie in Abbildung 1.1 dargestellt

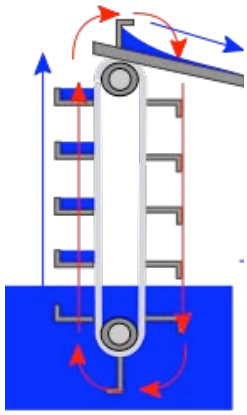


Abb. 1.1 - Schöpfwerk

funktioniert.

Er hätte damit das Problem soweit heruntergebrochen, dass er nur noch jemanden bräuchte, der bereit ist, Stunde um Stunde ein Rad anzutreiben, um die Pumpe am Laufen zu halten. Besitzt er einen Esel, so könnte dieser gewiss diese unliebsame Arbeit für ihn übernehmen. Aber auch ein Esel muss gefüttert werden und benötigt Schlaf, sodass die Effizienz bei Wahl dieses naheliegenden Lösungsweges leider zu wünschen übrig ließe. Deswegen darf an dieser Stelle die Windkraft einen ihrer besonderen Vorteile ausspielen: Sie ist sehr intuitiv erfahrbar, weshalb der Gedankensprung von „Esel“ zu „Wind“ als Inzidenz technologischen Fortschritts nicht zu unterschätzen ist, aber doch machbar erscheint. Der Bauer nutzt anschließend sein Wissen um die Handwerkskunst und baut ein Windrad, das fortan das Wasserpumpen Tag wie Na vorausgesetzt!) für ihn übernimmt. Wir können als Konsequenz annehmen, dass gerade diese Nahbarkeit des Phänomens

„Wind“ der Nutzung von Windenergie in der Menschheitsgeschichte einen Startbonus verliehen hat.

Frühe Windkraftnutzung

Das erste Zeugnis für eine solche Nutzbarmachung der Windkraft stammt aus der Seefahrt. Konkret handelt es sich um die Darstellung eines Segelschiffes auf einer ägyptischen Totenurne von 5000 v.Chr. Interessanterweise kamen die ersten Windmühlen erst viertausend Jahre später auf, und zwar in Persien und China zur praktisch gleichen Zeit. Sie dienten als Getreidemühlen und Wasserpumpen (siehe unser Beispiel). Die ältesten Varianten waren sogenannte Widerstandsläufer mit vertikaler Drehachse, basierten also einzig und allein auf dem Prinzip des Impulsübertrages, ohne Nutzung des Auftriebes. Ein Vertreter dieses Typs ist die persische Windmühle (Abb. 1.2). Der mithin größte Nachteil einer solchen Konstruktion wird gleich ersichtlich: Und zwar bleibt mindestens die Hälfte der einfallenden Windleistung ungenutzt. In der Tat werden wir später sehen, dass der theoretisch höchstens nutzbare Anteil sogar noch deutlich darunter liegt. Anders die chinesische Windmühle (Abb. 1.3): Als Auftriebsläufer war sie von einem technologischen Standpunkt aus gesehen dem persischen Typ überlegen, nutzte sie doch die aus der Seefahrt gewonnenen Erkenntnisse.

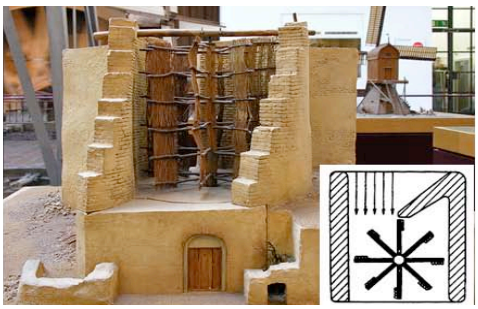


Abb. 1.2 – Persische Windmühle

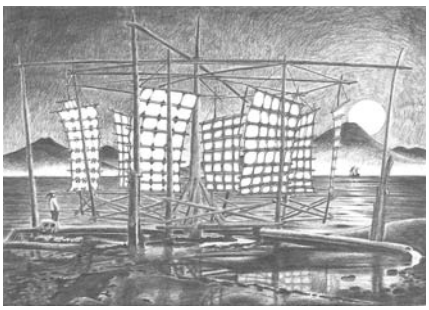


Abb. 1.3 – Chinesische Windmühle

Einzug in Europa

Den europäischen Kontinent erreichte das Windmühlenkonzept erst im 12. Jahrhundert. Allerdings wurden dort von vornherein ausschließlich Auftriebsläufer mit horizontaler Drehachse gebaut: Eine Bauform, die selbst bis heute den ungebrochenen Standard darstellt. Grund für diesen fliegenden Start ist der Wissensaustausch mit den see- und segelerfahrenen nordischen Völkern, sodass sowohl ein beachtliches empirisches Wissen um die Aerodynamik als auch ein hohes Level der Handwerkskunst, vorangetrieben durch die neu entstandenen Zünfte, vorlag. Nach und nach hielt die Windkraft in weiteren Gebieten menschlichen Schaffens Einzug, darunter die Textilindustrie, Holz- und Metallverarbeitung.

Industrialisierung und Moderne

Ein abrupter Einschnitt kam mit Einsetzen der Industrialisierung, genauer mit der Verbesserung der Dampfmaschine durch James Watt: Diese stellte einen Leistungszuwachs dar, dem per Windkraft nicht gleichzukommen war. Die industrielle Nutzung von Windmühlen wurde zur Nische der technischen Entwicklung. Erst der Siegeszug der

Elektrizität Ende des 19. Jahrhunderts gewährte der Windkraft eine zweite Chance: So kamen immer mehr Städte in den Genuss einer elektrischen Grundversorgung. Jedoch wo blieben die ländlichen Gebiete fernab von Kraftwerken und Stromleitungen? Abhilfe schaffte der Erfinder und Unternehmer Charles Brush 1888, der sein Haus mit einem Windrad (Abb. 1.4, der schwarze Punkt unten rechts ist ein Mensch!) eigenständig mit Elektrizität zu versorgen wusste. Die Leistungseinspeisung betrug immerhin 5kW. Zur Einschätzung: Ein moderner Haartrockner benötigt zum Laufen 1 kW Eingangsleistung.

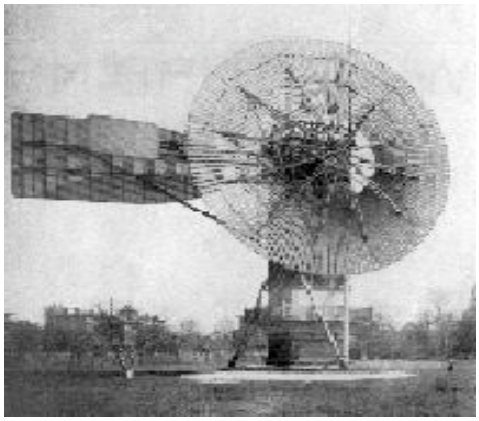


Abb. 1.4 – Windkraftanlage von Charles Brush

Wesentlich ist allerdings vielmehr, dass Windkraft ob der Möglichkeit, mit ihr elektrischen Strom zu erzeugen, erstmals für eine konsequente wissenschaftliche Erforschung interessant wurde. So stieß der Strömungsphysiker und fortan Windkraftpionier Albert Betz 1920 auf das später nach ihm benannte Betzsche Gesetz (siehe Abschnitt 2), das ein Verständnis der physikalischen Vorgänge lieferte und zugleich eine Grundlage für die Optimierung von Windrädern widerspiegelte. Im Laufe des 20. Jahrhunderts warteten Erfinder und Wissenschaftler, nicht zuletzt ausgehend von Betz‘ Entdeckungen, mit immer neuen Ideen und Bauformen auf, um Windkraftanlagen zusehends leistungsstärker, effizienter und leiser zu gestalten. [1] [2] [3] [4] [5]

2. Windleistung und Betzsches Gesetz

Unser Ziel soll im Folgenden sein, ein Verständnis für die Motivation zu verschiedenen Bauformen zu entwickeln sowie die grundlegenden Mechanismen zu ergründen, die zu dem uns heute weitläufig bekannten „Phänotyp“ eines „Windrades“, wie wir es von der Autobahn oder unser sonstigen Umgebung her kennen, geführt haben. Dazu wollen wir uns zunächst dem „Rohstoff“ widmen, auf dem dieses gesamte Konzept zur Stromerzeugung fußt. Deswegen eine einleitende Frage: Was sind überhaupt die Ursachen für die Entstehung von Wind?

Die Natur des Windes

Was wir alltäglich als Wind zu spüren bekommen, ist physikalisch gesprochen ein Massenstrom, wobei das strömende Medium ein Gas ist, oder – in dem für uns interessanten Fall – ein Gasgemisch: Luft. Dieses wird durch vier über physikalische Gesetze (z.B. die ideale Gasgleichung) miteinander verknüpfte Größen beschrieben, namentlich Volumen, Druck, Temperatur und Dichte. Nun ist es eine Eigenschaft der Natur, langfristig immer einen Gleichgewichtszustand anzustreben. Konkret heißt das für uns: Füllen wir einen perfekt isolierten abgeschlossenen Raum mit einem Teil kalter und einem Teil heißer Luft (Zustand A) und stellen sicher, dass dieses von uns geschaffene System in keiner Weise mit seiner Umgebung wechselwirken kann, so können wir sicher sein, dass – wenn wir nach einer Woche die Temperaturverteilung im Raum mit einem idealen (!) Thermometer nochmals nachmessen, keinerlei Temperaturunterschied mehr werden feststellen können (Zustand B). Gleiches gilt für Druck und Volumen.

Was für Vorgänge haben von Zustand A zu Zustand B zu geführt? Nun, grundsätzlich stehen der Luft zwei Möglichkeiten offen: Wärmeleitung (=Stöße zwischen den verschiedenen Gasmolekülen) und Konvektion (=makroskopische Bewegung der Luftmassen). Während Wärmeleitung für unsere Zwecke denkbar ungeeignet ist, da sie vor allem im „Kleinen“ wirksam ist und deswegen kaum Angriffsfläche bietet, aus ihr Energie zu gewinnen, sieht das bei Konvektion ganz anders aus: Diese stellt gerade die physikalische Grundlage für den gewünschten Massenstrom dar. Voraussetzung für derartige Transportbewegungen sind Druck- oder Temperaturgradienten (Gradient ≈ Gefälle), die wir im großen Maßstab immer als gegeben betrachten können: Bis sich auf der Erde nämlich das in diesem Sinne erforderliche Gleichgewicht eingestellt hat, müssten wir sehr, sehr lange warten – zumal die Sonne beim Einstellen dieses Gleichgewichts ganz gehörig stört.

Lokale und globale Winde

Es ist üblich, auf der Erde zwischen lokalen und globalen Winden zu unterscheiden. Während bei lokalen Winden primär die angesprochenen Gradienten als Ursache zu nennen sind, spielen bei globalen Winden außerdem Coriolis- und Zentrifugalkraft eine Rolle – Kräfte, die

aus der Erdrotation resultieren. Erstere ist u.a. verantwortlich für die charakteristische Spiralform bei Hurrikanen, Tornados und Taifunen. Für die Windenergiekonversion sind vor allem lokale Winde von Relevanz, dazu zählen beispielhaft See- und Bergwinde. Der Mechanismus sei stellvertretend anhand des Seewindes veranschaulicht:

Nehmen wir an, wir befinden uns an der Küste, es ist Tag, und die Sonne prallt herab. Wir können davon ausgehen, dass der Sand unter unseren Füßen mitunter brühend heiß ist, während sich das Meer als kühle Erfrischung anbietet (das liegt an der vergleichsweise hohen Wärmekapazität von Wasser). Entsprechend ist auch die Lufttemperatur über dem Sand oder allgemein dem festen Grund höher: Über dem Land steigt diese auf und führt zu einem Höhenhoch, das bedeutet, dass wir es in der Höhe mit einem Überdruck zu tun haben. Analog herrscht in geringer Höhe über dem Land ein Unterdruck: Schließlich steigt hier Luft auf, und ein Zurückgehen der Luftmasse bei gleichem Volumen führt zu verringertem Druck. Gleichzeitig bleibt die Luft über der Meeresoberfläche im Verhältnis

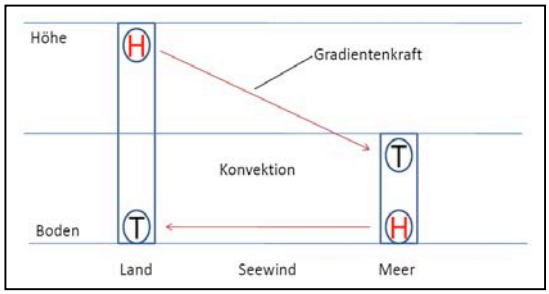


Abb. 2.1 – Druckgefüge

gesehen kalt, hier herrscht ein praktisch unverändertes Druckgefüge.

Es gilt nun, diese Druckunterschiede auszugleichen. Das geschieht gerade über makroskopische Massenströme – Wind eben. Tagsüber (Abb. 2.2a) spüren wir in Bodennähe deswegen einen Wind, der in Richtung Land gerichtet ist (also vom Bodenhoch gen Bodentief) und in größerer Höhe einen Wind, der in Richtung Meer gerichtet ist (also vom Höhenhoch gen Höhentief). Nachtsüber (Abb. 2.2b) kehren sich die Verhältnisse genau um, da das Wasser noch länger seine Te wohingegen der Sand sehr schnell abkühlt angesichts der nun fehlenden Aufheizung durch die Sonne. Dieser Zusammenhang lässt verstehen, weshalb die Windkraftwerksdichte in Küstennähe besonders groß ist: Denn dort verkörpert Wind ein geradezu verlässliches Naturphänomen.

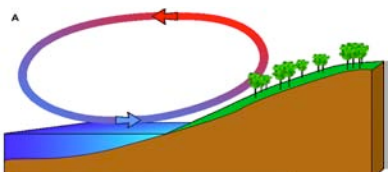


Abb. 2.2a – Seewind bei Tag

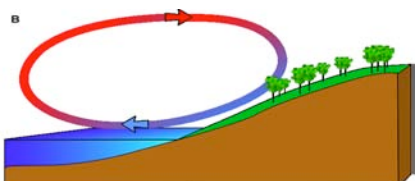


Abb. 2.2b – Landwind bei Nacht

Standortwahl und -vorteile

Natürlich ist es das Anliegen jedes Windkraftwerkbetreibers, die Anlage dort zu bauen, wo die durchschnittliche Windleistungsdichte besonders groß ist. Dabei finden folgende Punkte Beachtung:

- Ausnutzung naturgegebener lokaler Winde, wie anhand des See-/Landwindes illustriert
- Nutzen natürlicher Windkonzentratoren: Dies sind Hindernisprofile, die den Luftstrom zwingen, sich in gegebener Weise neu zu formieren und dabei zu

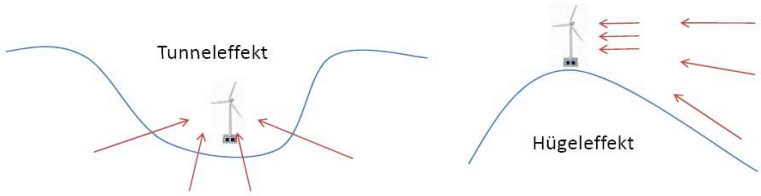


Abb. 2.3 – Windkonzentratoren

verdichten (Abbildung 2.3 zeigt schematisch den Tunneleffekt und Hügeleffekt).

- Beachtung der Rauigkeit des Terrains: Wälder bremsen den Wind stark, Wasser hingegen kaum.
- Berücksichtigung der Windscherung: Die Windgeschwindigkeit nimmt mit der Höhe über dem Grund zu (Faustre
- Die Windleistungsdichte ist proportional zur Dichte des strömenden Mediums. Entsprechend ist es nicht sinnvoll, auf hohen Bergkuppen Windkraftanlagen zu installieren, mal ganz abgesehen von den enormen logistischen Herausforderungen.

Weibull-Verteilung und Windleistung

Ist erst einmal gemäß obiger Kriterien eine geeignete Position gefunden, lohnt es sich, die sogenannte Weibull-Verteilung, das heißt die Windgeschwindigkeitsverteilung, für den Standort zu erheben. Diese ist für einen Beispielstandort in Abbildung 2.4 gezeigt. Betrachten wir die rote Kurve, so stellen wir fest, dass die am häufigsten gemessene Windgeschwindigkeit bei 5m/s liegt, die mittlere Windgeschwindigkeit bei ca. 7 m/s. Gleichzeitig ist durch die blaue Kurve aufgetragen, welche Windgeschwindigkeit unter Berücksichtigung ihrer Häufigkeit für diesen Standort am meisten Energie zur Verfügung stellt. Diese liegt allerdings bei ca. 12 m/s, ein Wert, der an sich nicht gerade oft gemessen wurde, wie anhand der roten Kurve zu erkennen ist. Wie lässt sich diese Diskrepanz erklären?

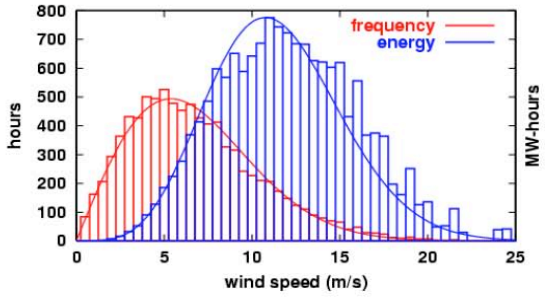


Abb. 2.4 – Weibull-Windverteilung

Hier bemühen wir die Physik. Interessante Größe für unsere Zwecke ist die im Wind pro Fläche enthaltene Leistung: $\frac{P_W}{A} = \frac{dW}{Adt} = \frac{1}{2}v^2 \cdot \frac{dm}{Adt} = \frac{1}{2}\rho v^3$.

Diese wächst also mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit an! Damit ist die Verschiebung der Maxima von Häufigkeits- und Energiekurve erklärt. Es ist aus diesem Grunde notwendig, sich Gedanken zu machen, für welche Windgeschwindigkeit ein Windkraftkonverter ausgelegt werden sollte. Die am häufigsten Auftretende zu wählen, kann sich als schwerer Fehler herausstellen.

Aerodynamische Betrachtungen – Betzsches Gesetz

Wir sollten uns nun genauer Gedanken darüber machen, weshalb sich die Rotoren von Windkraftanlagen überhaupt drehen. Schließlich haben wir gelernt, dass moderne Windkraftkonverter, die zur Stromerzeugung genutzt werden, ausschließlich Auftriebsläufer sind, sprich den Impuls des Windes in unmittelbarer Weise gar nicht ausnutzen: Es findet primär gar kein Stoßprozess statt, einzig und allein das Prinzip des Auftriebs ist Ursache für den Leistungsübertrag. Insofern besteht eine direkte Verwandtschaft zur Fliegerei.

Wir holen etwas aus und benutzen die Bernoulli-Gleichung. Diese beschreibt strömende Medien und sagt aus, dass der Gesamtdruck, welcher sich aus statischem Druck und dynamischem Druck zusammensetzt, konstant bleibt, solange Energieerhaltung gilt, sprich keine Reibungsverluste auftreten. Den statischen Druck eines Mediums nimmt man im Fall einer Flüssigkeit als Taucher unter Wasser wahr, wohingegen sich der dynamische Druck beispielsweise als Windzug bemerkbar macht. Umströmt Luft nun einen der Rotoren des Windrades, zwingt die charakteristische Flügelform den Wind dazu, auf der einen Seite – und zwar auf der mit dem längeren Profil – schneller entlang zu strömen als auf der anderen (Abb. 2.5). Eine höhere Windgeschwindigkeit bedeutet einen größeren dynamischen Druck, und damit gemäß der Bernoulligleichung einen verminderten statischen Druck. Dieser ist jedoch gerade für die Kraftwirkung verantwortlich.

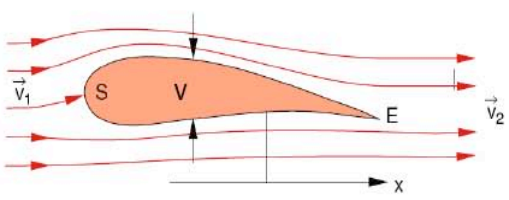


Abb. 2.5 – Strömungsprofil

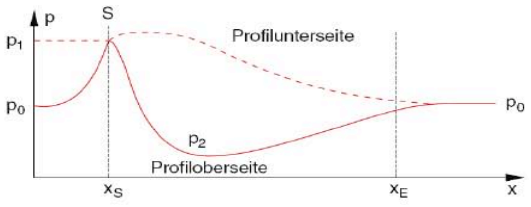


Abb. 2.6 – Druckverlauf

Konsequenz: Gehen wir von der obigen Abbildung aus, übt der Luftdruck auf die Profilunterseite eine größere Kraft aus als auf die Oberseite. Damit erfährt der Rotor ein Drehmoment. Und das ist ja, was wir gerade erreichen wollten! Wir müssen nur noch festhalten, dass sich der Leistungsübertrag, der sich in der Rotation der Tragflügel äußert, aus der Differenz der Windleistung vor und hinter dem Rotor berechnet. Diesen gilt es zu maximieren. Wäre es also nicht ideal, wenn der Wind hinter der Windkraftanlage komplett zum Stillstand käme? In der Tat nein. Denn dies würde bedeuten, dass keine neue Luft nachströmen kann, der Massenstrom käme zum Erliegen. Gliche der Luftstrom hinter dem Windrad hingegen dem Ankommenden in Druck und Geschwindigkeit, könnte zwar ein Maximum an Luftteilchen das Windrad durchfliegen. Da Energiehaltung gilt, bedeutete dies jedoch, dass keinerlei Leistung übertragen würde. Wir müssen deswegen einen Kompromiss zwischen diesen beiden Extrema finden! Albert Betz hat diesen auf mathematischem Wege ermittelt (Herleitung siehe www.pa.msu.edu/~bauer/Energie/Talks/19-Windkraft.pdf): Der optimale Leistungsübertrag findet statt, wenn die Ausgangswindgeschwindigkeit ein Drittel der Eingangswindgeschwindigkeit beträgt. Der

Leistungsbeiwert = Leistungsabgabe pro Rotorfläche / Windleistung pro Fläche

beträgt dann 59% (Achtung: Beschreibt KEINEN Wirkungsgrad). Dies ist zugleich der maximale theoretisch erreichbare Leistungsbeiwert: Jedes wie auch immer geartete Windkraft kann dem einströmenden Wind höchstens 59% seiner Leistung entziehen. Bei Widerstandsläufern beträgt dieser Anteil sogar nur 20%.

Moderne Windkraftanlagen erreichen Leistungsbeiwerte von immerhin 40%. Hier ist anzumerken, dass zusätzlich der sogenannte Dralleffekt den theoretisch erreichbaren Wert weiter absenkt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Wind durch den Rotor eine neue Geschwindigkeitskomponente in tangentialer Richtung zum Drehradius erhält (Abb. 2.7, 2.8).

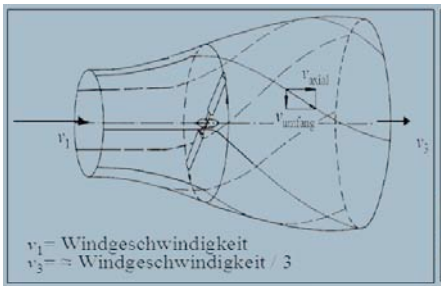


Abb. 2.7 – Dralleffekt

Abb. 2.8 – Experimenteller Nachweis

Der Leistungsbeiwert eines Kraftwerktyps variiert mit der Windgeschwindigkeit. Jeder Windkraftkonverter wird dabei auf eine bestimmte Windgeschwindigkeit, die Auslegungswindgeschwindigkeit, hin optimiert, bei der er besonders effizient arbeitet, wo der Leistungsbeiwert also maximal ist. Nennleistung erreicht die Windkraftanlage bei Nennwindgeschwindigkeit, die geringfügig über der Auslegungswindgeschwindigkeit liegt. Hier spielt herein, dass letztlich der Leistungsoutput und nicht der Leistungsbeiwert Ziel aller Optimierungsanstrengungen ist. Verbesserung des Leistungsbeiwerts ist lediglich Mittel zum

Zweck. Abbildung 2.9 und 2.10 stellen die obigen Zusammenhänge nochmals graphisch dar. [6] [7] [9] [10] [11]

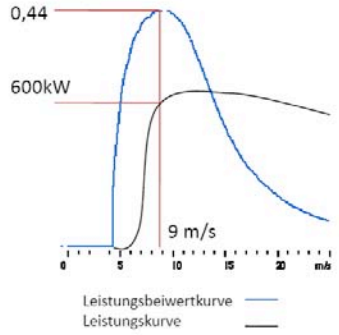


Abb. 2.8 - Leistungsbeiwertkurve

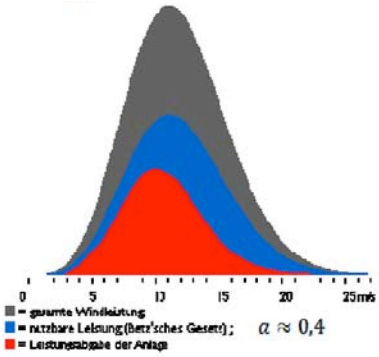


Abb. 2.9 – Leistungsanteile

3. Windkraftkonver[illegible]entendesign

Abbildung 3.1a zeigt einen klassischen Vertreter dessen, was man etwas salopp als „Windrad“ bezeichnet. Dabei wäre die Bezeichnung „Windkraftanlage“ (WKA) in Abgrenzung gegen sehr kleine Anlagen, die mit „Windgenerator“ adressiert werden, korrekter. Wir wollen versuchen, nachzuvollziehen, weshalb gerade diese Bauform den Serienstatus erreicht hat, und nicht etwa alternative Typen wie der exotisch wirkende Darrieus-Rotor (Abb. 3.1d), oder gar Anlagen mit nur einem oder zwei Rotorblättern. Zu diesem Zweck müssen wir erst einen Überblick über die Bauklassen erhalten.

Abb. 3.1a

Abb. 3.1b

Abb. 3.1c

Abb. 3.1d

Typenkunde

Die wichtige Unterscheidung zwischen Widerstands- und Auftriebsläufern haben wir bereits kennengelernt. Zu diesen beiden „Muttertypen“ lassen sich weitere Unterklassen finden. So gibt es Bauformen mit horizontal (HAWTs – Horizontal Axis Wind Turbinde) oder vertikal

orientierter Rotordrehachse (VAWTs – Vertical Axis Wind Turbine; der Darrieus-Rotor gehört hierzu). Eine weitere Verfeinerung erfolgt über die Berücksichtigung der Drehfrequenz des Rotors. Dazu definieren wir die

Schnelllaufzahl λ = Blattspitzengeschwindigkeit / Windgeschwindigkeit

und treffen anschließend die Vereinbarung, dass wir eine WKA mit $\lambda < 2{,}5$ als Langsamläufer, eine WKA mit $\lambda > 2{,}5$ als Schnellläufer bezeichnen. Grob gilt die Faustregel: Je weniger Rotorblätter, desto größer Lambda. Hier spielt anschaulich herein, dass bei sonst gleichen Parametern bei Verringerung der Blattanzahl plötzlich weniger Blätter die gleiche Leistung, also das gleiche Drehmoment übertragen müssen. Das funktioniert aber nur durch Erhöhen der Kreisfrequenz und damit der Blattspitzengeschwindigkeit. Abbildung 3.2 spiegelt diesen Zusammenhang wider. Das gezeigte Anemometer ganz links ist ein Widerstandsläufer. Aus diesem Grunde liegt hier die Blattspitzengeschwindigkeit grundsätzlich unter der Windgeschwindigkeit. Allgemein sind alle Widerstandsläufer per natura Langsamläufer.

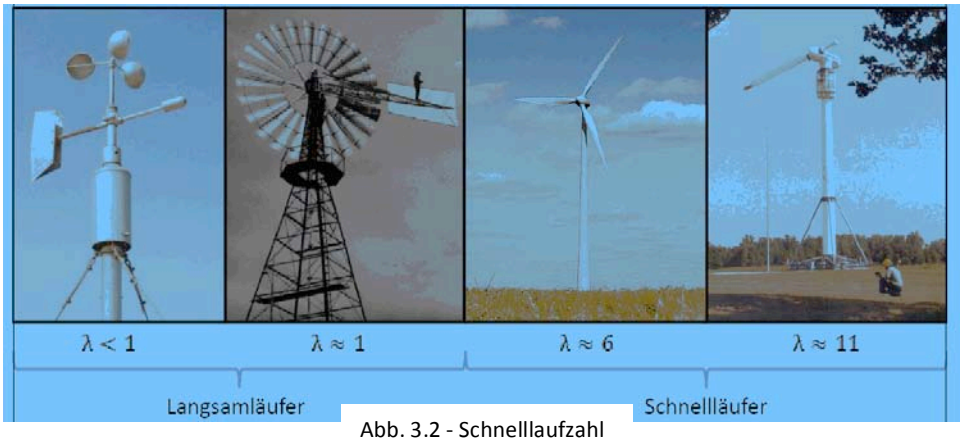


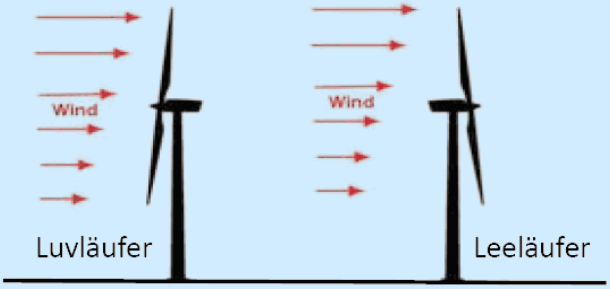
Abb. 3.2 - Schnelllaufzahl

Was sind die Vorteile der einzelnen WKA-Klassen? Nun, Auftriebsläufer erlauben, anders als Widerstandsläufer, hohe Leistungsbeiwerte nahe dem theoretisch Möglichen und sind deswegen für Stromerzeugung die erste Wahl. Es zeigt sich weiter, dass Langsamläufer besonders anfällig für Drallverluste aufgrund des Dralleffekts sind, sodass hier die Präferenz bei hohen Schnelllaufzahlen liegen sollte. Bleibt also noch die Entscheidung über die Orientierung der Drehachse. Untere Tabelle (Abb. 3.3) gibt eine Übersicht über Vor- und Nachteile von HAWTs und VAWTs:

HAWT (Horizontale Drehachse):

Vorteile
- Dank **Pitch/Stall** besser kontrollierbar
- Profitiert wegen Turmhöhe von Windscherung
- **Hoher Leistungsbeiwert**

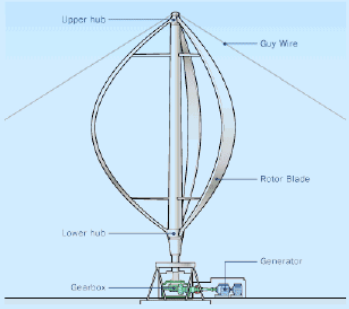
Nachteile:
- **Turbulenzanfällig**
- Luvläufer: Ausrichtung am Wind notwendig
- Starke **mechanische Belastungen**
- Hohe Installationskosten (u.a. massiver Turm)



VAWT (Vertikale Drehachse):

Vorteile:
- **unabhängig von Windrichtung**
- Geringere Materialbelastung
- Bau, Betrieb, Wartung einfacher
- **Hohe Turbulenztoleranz**
- Geringe Reibungsverluste

Nachteile
- **Leistungsbeiwert geringer**
- Profitieren nicht von Windscherung



Auf den ersten Blick scheint es, als wären HAWTs den VAWTs unterlegen. Dennoch sprechen vor allem die bessere Kontrollierbarkeit (-> Drehzahlregulierung) sowie der hohe Leistungsbeiwert für WKA mit horizontaler Drehachse. Bei VAWTs ist der Leistungsbeiwert mitunter deswegen geringer, da die Rotoren wenigstens auf einem Viertel ihrer Drehstrecke ungünstig zum Wind stehen. Hierbei ist die effektive Anströmrichtung des Windes relativ zum Rotor ausschlaggebend (Abb. 3.4; man beachte das eingezeichnete Winddreieck).

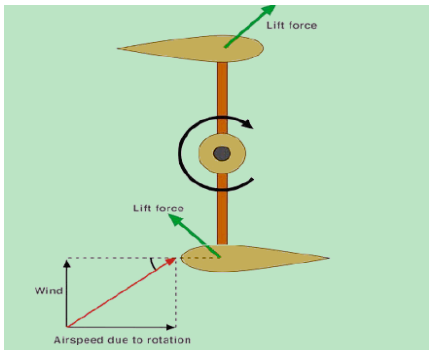


Abb. 3.4 – Darrieus-Rotor

Fassen wir unsere obigen Ergebnisse zusammen, so böte sich uns ein einblättriger Auftriebsläufer mit horizontaler Drehachse als „optimaler“ Stromerzeuger an. Dem ist leider noch nicht so. Und zwar ziehen uns hier die ungeheuren mechanischen Belastungen auf Turm und Getriebe, die durch Turbulenzen und Windstauungen vor dem Turm selbst entstehen, einen Strich durch die Rechnung. Erst ab drei Rotorblättern werden diese gut handhabbar, sodass wir damit einen guten Kompromiss zwischen Effizienz, Leistung und Langlebigkeit gefunden haben. Damit wäre auch verstanden, weshalb man fast

ausschließlich diesen Typus zu Gesicht bekommt: Er sieht ja nicht zuletzt am Besten aus, ein Aspekt, der bei der Akzeptanz der Windenergienutzung nicht zu vernachlässigen ist.

Baukomponenten

Für Windkraftanlagen kann man von einem groben Richtpreis von 1000 US-Dollar pro 1kW Nennleistung (!) ausgehen, für eine Anlage mit 1MW Nennleistung ergibt sich jedoch meist ein Anschaffungspreis von ca. 1Mio €. Die Kostenpunkte sind Logistik (20% des Preises), Rotorblätter (25%), Gondel mit Getriebe und Generator (30%), Turm (20%) und Fundament (5%).

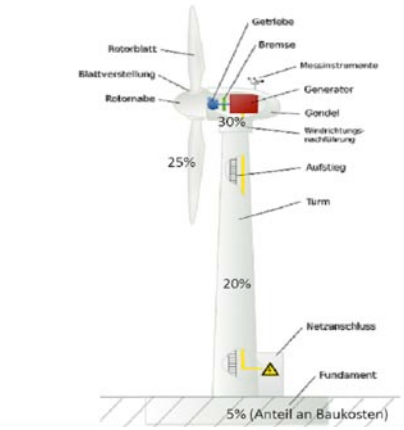


Abb. 3.5 - Baukomponenten

Im Binnenland sind höhere Turmbau – 110m), um auf diesem Wege von konstanteren, schnelleren Winden profitieren zu können. An Küstengebieten oder gar offshore arbeiten jedoch WKA mit geringeren Turmhöhen (30m – 70m) wirtschaftlicher. Je nach Beschaffenheit von Untergrund und Gestein sind verschiedene Turmfundamenttypen ratsam, besonders Offshore-WKA benötigen speziellere Gitterstrukturen (Abb. 3.6c, d).

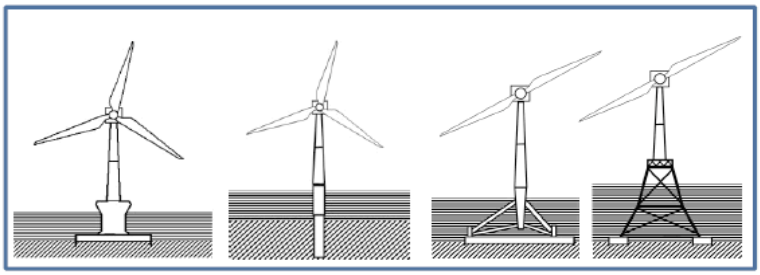


Abb. 3.6a-d – Fundamenttypen

Die Gondel beherbergt den Triebstrang bestehend aus Getriebe, Kupplung, Bremse, Generator und Kühlung. Letztere ist insofern notwendig, da der Generator einen begrenzten Wirkungsgrad von immerhin mehr als 94% hat, die restlichen 6% jedoch in Form von Wärme auftreten und abgeführt werden müssen. Verwendet werden heutzutage hauptsächlich Asynchron-Generatoren, die mithilfe einer ausgeklügelten Steuerungselektronik eine bequeme Einspeisung in das europäische 50Hz-Stromnetz erlauben. Die Alternative sind sogenannte Ringgeneratoren (Abb. 3.7, 3.8), die das Getriebe ersparen und damit leiser und verschleißärmer, jedoch gleichzeitig teuer in der Produktion sowie deutlich schwerer sind.

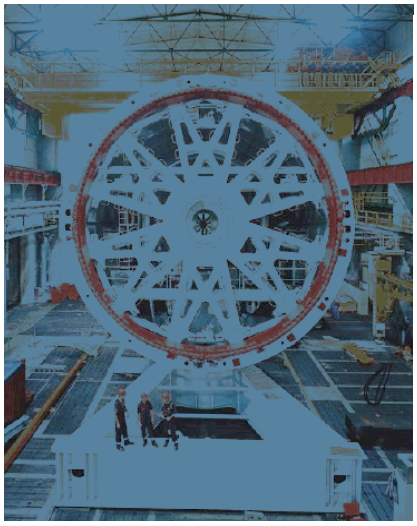


Abb. 3.7 - Ringgenerator

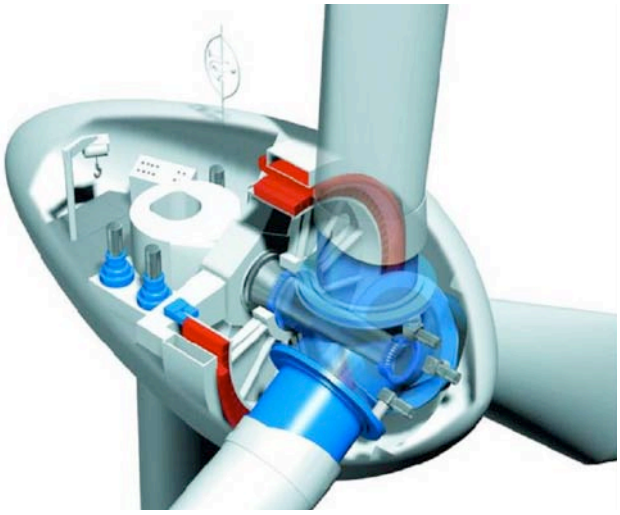


Abb. 3.8 – Getriebelose Bauform

Rotorendesign und Drehzahlregulierung

Der Rotor zeichnet für die Leistungsübertragung vom Wind zum Generator verantwortlich und ist deswegen wohl die wichtigste Komponente einer jeden Windkraftanlage. Entsprechend viel Entwicklungsarbeit kommt der Suche nach dem optimalen Profil zugute: Hier gilt es, den Auftrieb über den Auftriebsbeiwert, eine jeweils profileigene Größe, zu maximieren, und gleichzeitig den Widerstandsbeiwert möglichst gering zu halten. Ein erster Schritt ist die Wahl eines geeigneten Materials. Aus Gewichts- und Stabilitätsgründen werden hier glasfaserverstärkte Kunststoffe verwendet. Während die geeignete Profiltiefe mithilfe mathematischer Modelle konkret berechnet werden kann, ist die optimale Profilform letztlich nur experimentell annähernbar. Die Qualität eines Rotors lässt sich durch die

Gleitzahl = Auftriebsbeiwert / Widerstandsbeiwert

beschreiben. Ein gutes Profil erreicht eine Gleitzahl von 100, das heißt, die Auftriebskraft ist maximal einhundert Mal größer als die Widerstandskraft. Die Gleitzahl ist allerdings von der Anströmrichtung des Windes relativ zum Rotor abhängig. Die Abhängigkeit der Beiwerte für Auftrieb c_A und Widerstand c_W ist in Abbildung 3.10 für ein Beispielprofil dargestellt.

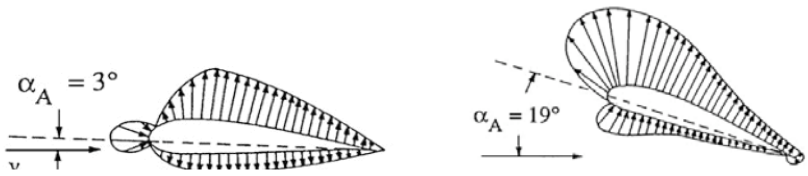


Abb. 3.9 - Auftrieb und Widerstand

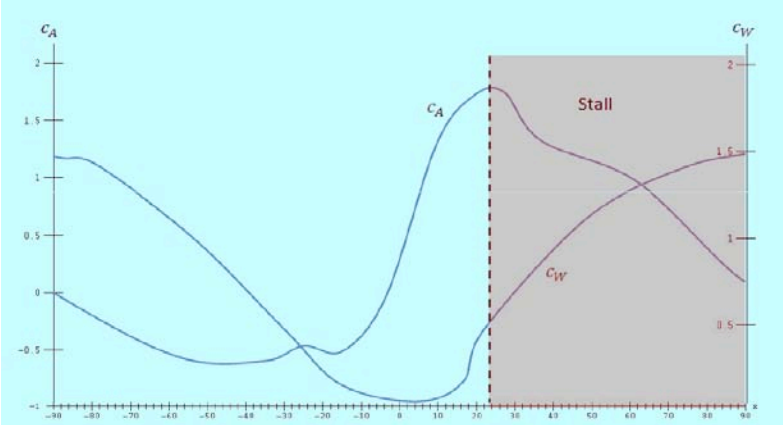


Abb. 3.10 – Winkelabhängigkeit von Auftriebs- und Widerstandsbeiwert

Man sieht, dass der Auftriebsbeiwert für einen bestimmten Anstellwinkel, hier z.B. 22°, maximal wird, während der Widerstandsbeiwert für 5° minimal wird. Ein Kompromiss zwischen diesen beiden Anstellwinkeln gewährleistet demnach maximalen Auftrieb und ließe sich durch geeignetes Einstellen der Rotorblätter mithilfe von in der Nabe eingebauten Motoren erzielen. Dieser Mechanismus heißt „Pitch“. Fieserweise variiert der effektive Anströmwinkel mit dem Radius: Denn angenommen, wir klammerten uns an den sich drehenden Rotor (ein gewiss lebensmüdes, wenn nicht unmögliches Unterfangen), so bewegten wir uns desto schneller, je weiter außen man sich befindet. Um den Anströmwinkel zu ermitteln, muss diese von uns erfahrene Bahngeschwindigkeit unter Berücksichtigung der Richtung (d.h. vektoriell) zur Windgeschwindigkeit addiert werden. Nun hat jedes Profil allerdings wie oben gesehen einen bestimmten „Lieblingsanstellwinkel“. Da der Wind aus Sicht des Rotors je nach Entfernung vom Drehzentrum aus verschiedenen Richtungen zu kommen scheint, erfordert dies eine Verwindung des Profils und erklärt so die charakteristische Form von WKA-Rotoren (Abb. 3.11).

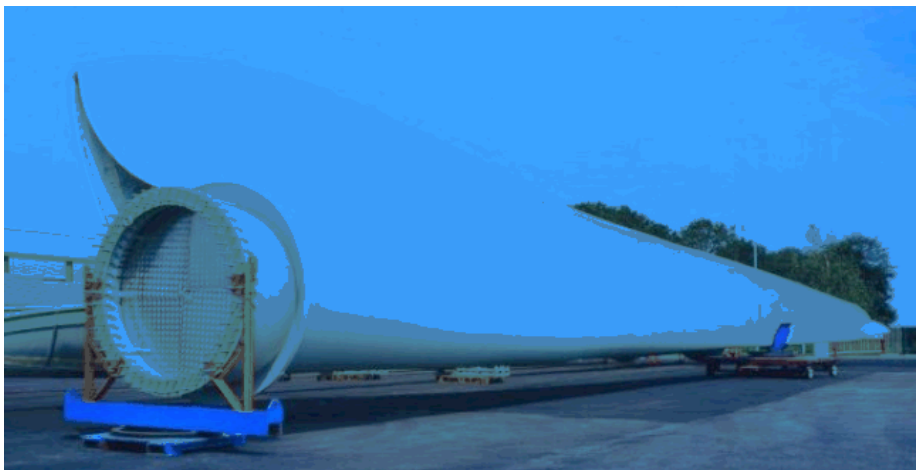
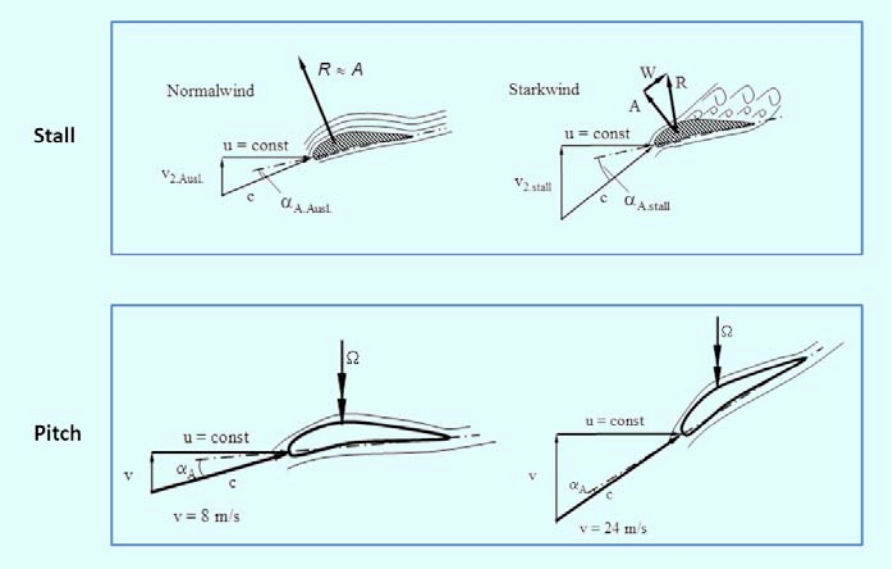


Abb. 3.11 – Verwindung und Blattspitzenabrundung eines Rotorblattes

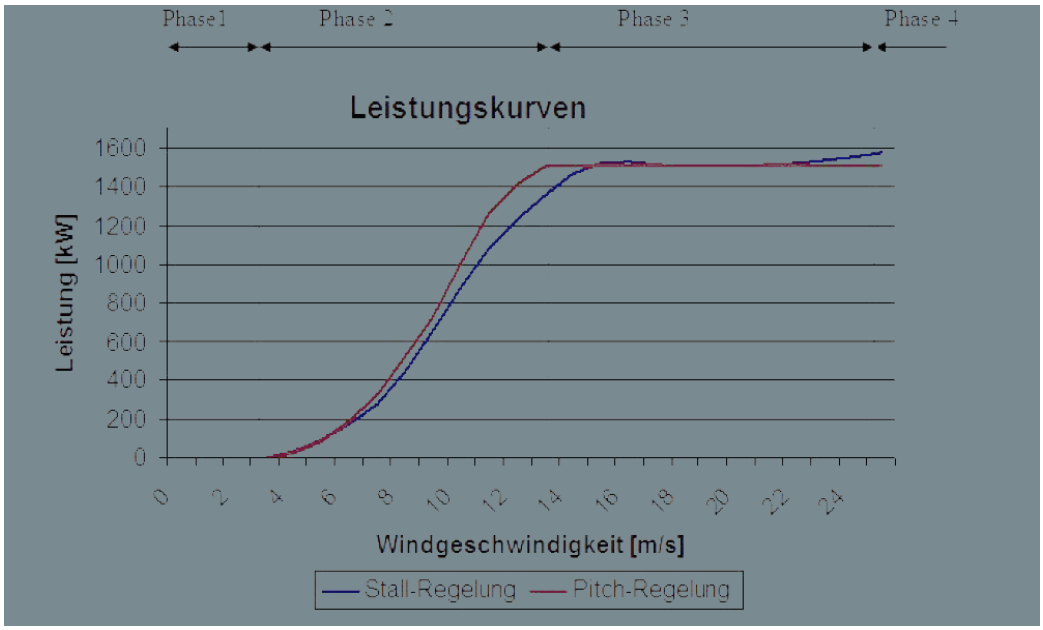
Weiterhin treten noch Feinheiten hinzu. Beispielswiese werden die Rotoren, wie auch von der Fliegerei her bekannt, an den Spitzen abgerundet, um Blattspitzenverluste zu verringern.

Windkraftanlagen weisen Grenzen der Belastbarkeit auf. Dies erfordert mitunter eine Regulierung der Rotordrehzahl: Überschreitet der Anstellwinkel einen bestimmten Wert,

nimmt der Auftrieb radikal ab, es folgt ein Strömungsabriss, zu englisch „Stall“. Während in der Fliegerei das Eintreten eines solchen gefürchtet ist, eignet sich bei WKA der Stall zur Drehzahlbegrenzung. So kann als eine Methode gezielt ein Strömungsabriss durch Erhöhen des Anstellwinkels, also Verdrehen der Rotorblätter, provoziert werden (Aktiv-Stall). Der Rotor lässt sich alternativ in einer Weise konditionieren, dass ein Stall ab bestimmten Windgeschwindigkeiten automatisch auftritt. Eine dritte Möglichkeit ist, den Anstellwinkel zu verringern, und damit eine Erhöhung des Widerstandbeiwerts bei gleichzeitiger Verringerung des Auftriebs zu erreichen. Diese Variante wird als Pitch bezeichnet und ist die am meisten Verbreitete.



Insgesamt erreicht man über Drehzahlregulierung ab bestimmten Windgeschwindigkeiten eine konstante Leistungseinspeisung (Abb. 3.13), sind die Geschwindigkeiten allerdings zu hoch, müssen die Rotoren aus dem Wind gedreht werden, um Beschädigungen vorzubeugen (Phase 4). [12] [13] [14] [15] [16] [17] [18]



4. Wirtschaftlichkeit, Umwelteinflüsse, Statistik

Die Nennleistung einer WKA beschreibt ausschließlich die eingespeiste Leistung bei Nennwindgeschwindigkeit und hat deswegen nur begrenzt Aussagekraft. Relevant für energetische Betrachtungen ist die Jahresdurchschnittsleistung. Diese liegt mitunter deutlich unter der Nennleistung. Zur Hilfe definieren wir als Maß für die Auslastung einer WKA:

Volllaststunden = Erbrachte Jahresleistung / Nennleistung.

Im Jahr 2007 lag über alle Anlagen in Deutschland gemittelt die Volllaststundenzahl bei einer Windstromerzeugung von 39,5 TWh (6,4% der Gesamtstromerzeugung), einer installierten Anlagenleistung von 22,2 GW und einer durchschnittlichen Nennleistung von 1143 kW pro Anlage bei 1780h. Auf das Jahr gerechnet (1a = 8760h) ergibt dies eine Jahresleistung, die nur 20% der installierten Nennleistung entspricht – wobei natürlich zu berücksichtigen ist, dass neu installierte Anlagen diesen Anteil zu niedrig erscheinen lassen. Außerdem darf man erwarten, dass aufgrund immer ausgereifterer Windkrafttechnik und besserer Standortwahl (-> Offshore-Windparks) die Volllaststundenzahl in den nächsten Jahren kontinuierlich steigen wird. Dennoch: Selbst in Schleswig-Holstein ist bei 1 MW Nennleistung nur mit 260

kW Realoutput zu rechnen. Um ein 1 GW Atomkraftwerk zu ersetzen, müssten also 4000 solcher 1 MW - Anlagen gebaut werden, in Bayern gar 10.000. Nicht zuletzt ist es dieser Zusammenhang, der den „Windkraftstrom“ – je nach Rohstoffpreisen – zwei bis drei Mal so teuer werden lässt wie Kohle- oder Atomstrom; wobei nicht vergessen werden darf, dass die Stromproduktion aus Windenergie über die Strombörse in Leipzig unmittelbaren Einfluss nimmt auf den generellen Strompreis. Ist viel Windkraftstrom verfügbar, kann der Einspeisetarif für Windstrom den Strompreis, wie er an der Leipziger Strombörse gehandelt wird, sogar unterbieten, so beispielsweise aufgetreten im Frühjahr 2008 [Wirtschaftsblatt]. Dennoch: Bis Windenergie im wirtschaftlichen Sinne vollends konkurrenzfähig wird, werden noch einige Jahre vergehen müssen. Es ist in dem Sinne nicht abzustreiten, dass sich Investitionen in Windkraftanlagen bislang primär aufgrund der Subventionen durch den deutschen Staat sowie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) rentiert haben. Letzteres verpflichtet die Energiekonzerne dazu, aus erneuerbaren Quellen produzierten Strom zu einem festen Vergütungssatz abzunehmen, und ist besonders im Falle der Windenergienutzung mit Folgekosten verbunden. Diese umfassen Kosten zur Bereitstellung von Regelleistung, die bei Windflaute durch sehr schnell hochfahrbare Spitzenlastkraftwerke abgedeckt werden muss, sowie Kosten, die aus dem Drosseln von Grundlastkraftwerken entstehen, sollte temporär unerwartet viel Strom von WKA produziert werden.

Anders sieht es bei der energetischen Beurteilung aus. Hier ist Windkraft bereits jetzt durchaus konkurrenzfähig. Der

Energiefaktor = Gewonnene Nutzenergie / Kumulierter Energieaufwand zur Gewinnung

lag im Jahre 2005 bei 10 – 50, seitdem zunehmend. Dies entspricht einer energetischen Amortisationszeit (= Energierücklaufzeit) von deutlich unter einem Jahr. Zum Vergleich: Bei Photovoltaikanlagen pendelt der Energiefaktor zwischen 2 – 8, bei Kohlekraftwerken zwischen 100 – 150, bei Kernkraftwerken zwischen 100 – 200. Rechnet man jedoch die Energie, die zur Gewinnung der Brennstoffe aufgewendet werden musste, ein, so fällt der Energiefaktor von Kohle- und Kernkraftwerken auf deutlich unter 100. Findet ferner auch der Energiegehalt der Brennstoffe selbst Berücksichtigung, ergibt sich ein Energiefaktor von < 1. Diese letzte Rechnung ist allerdings nur halbwegs fair, da Energieerzeugung, die auf der Verbrennung fossiler Brennstoffe fußt, sich energetisch grundsätzlich nicht amortisieren kann: Schließlich steht einer solchen Amortisation allein schon der Wirkungsgrad im Wege. Dennoch zollt ein solcher Vergleich der Nachhaltigkeit und Erneuerbarkeit der Windenergie Tribut, der in diesem Maße nur Sonnenenergie und Wasserkraft gleichkommen.

Umwelteinflüsse

Windenergie stellt an sich natürlich eine „grüne“ Stromquelle dar. Dennoch sei an dieser Stelle auf Umwelteinflüsse hingewiesen, die Anlass für zahlreiche Initiativen gegen Windkraftnutzung gegeben haben:

- Lärmemission: Diese entsteht besonders aufgrund der sich im Wind drehenden Rotoren sowie das Getriebe in der Gondel. Allerdings werden Rotorblätter und

Getriebe stets auf Schallvermeidung hin optimiert, sodass moderne Windkraftanlagen zusehends leiser werden.

- Schattenwurf und „Diskoeffekt“: Trotz eines üblichen und gesetzmäßigen Abstandes von mindestens 500 Metern zu Wohngebieten führen Reflexionen und Schattenwurf der Rotorblätter sowie Positionslichter der WKA gegebenenfalls zu Belästigungen der Anwohner.

- Vogelschlag: Das Ausmaß der durch die Rotorblätter sowie Druckunterschiede nahe der WKA verursachten Tode von Vögeln und Fledermäusen kann nur geschätzt werden. In Deutschland sind laut einer Studie des Naturschutzbundes jährlich ca. eintausend Vögel bestimmter Vogelarten betroffen.

- Landschaftsverbrauch: Wegen Abstandsbestimmungen kommen im Binnenland nur ländliche Gegenden für die Errichtung von WKA in Frage. Der eigentliche Bodenverbrauch ist hingegen gering. Dennoch muss die Leistungsdichte (Leistung pro bebaute Fläche) berücksichtigt werden. Diese ist bei WKA ca. 500 Mal geringer als bei Kohle- oder Kernkraftwerken.

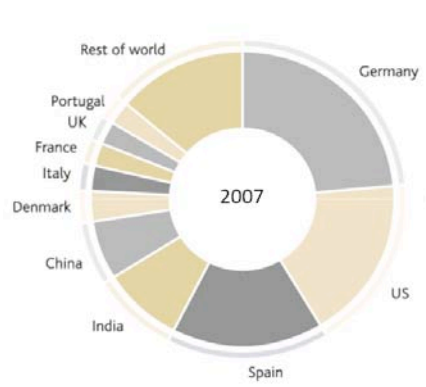
Die meisten dieser Problemfelder ließen sich mithilfe von Offshore-Windparks (Abb. 4.1) umgehen, wobei auch hier Umwelteinflüsse befürchtet werden. Jedoch ließe sich an solchen Standorten von konstanteren Winden profitieren, sodass Windenergienutzung auf dem Meer selbst angesichts hoher Bau- und Wartungskosten gewiss seine Berechtigung hat.

Abb. 4.1 – Offshore-Windpark mit Transformatorgebäude

Windkraftstatistik

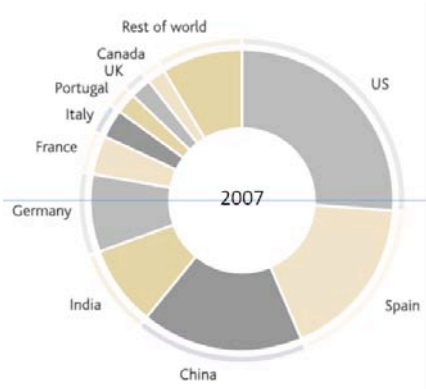
In Deutschland hat die Windkraft einen Anteil von ca. 7% am Nettostromverbrauch. Weltweit liegen nur Spanien mit 10% und Dänemark mit 19% darüber. Insbesondere die USA, China, Spanien sowie Indien investieren stark in den Bau neuer Windkraftanlagen (Abb. 4.3). Insgesamt wächst die installierte globale Gesamtleistung nicht zuletzt dank dieser wenigen Länder rasant. So betrug 2008 die globale installierte Gesamtleistung 121 GW, von

denen im selben Jahr allein 27 GW neu hinzugekommen waren. Dies entspricht einer Wachstumsrate von über 25% jährlich! Es darf erwartet werden, dass dieser Trend anhält, zumal die Windkrafttechnik zusehends ausgereifter und entsprechend auch wirtschaftlicher wird. Strom aus Windenergie wird zwar niemals die Grundlast decken können. Angesichts neuer Methoden zur Einspeisung und Zwischenspeicherung bereits nutzbar gemachter Energie ist ein Anteil an der Stromproduktion von 10 – 15% gewiss realisierbar. Ob ein solcher Zuwachs auch ökonomisch sinnvoll ist, bleibt wegen der großen Konzeptkonkurrenz auf dem Energiemarkt fraglich. [19] [20] [21] [22] [23] [24] [25]



	MW	%
Germany	22,247	23.6
US	16,818	17.9
Spain	15,145	16.1
India	8,000	8.5
China	6,050	6.4
Denmark	3,125	3.3
Italy	2,726	2.9
France	2,454	2.6
UK	2,389	2.5
Portugal	2,150	2.3
Rest of world	13,019	13.8
Total top 10	**81,104**	**86.2**
Total	**94,123**	**100.0**

TOP 10 TOTAL INSTALLED CAPACITY



	MW	%
US	5,244	26.1
Spain	3,522	17.5
China	3,449	17.2
India	1,730	8.6
Germany	1,667	8.3
France	888	4.4
Italy	603	3.0
Portugal	434	2.2
UK	427	2.1
Canada	386	1.9
Rest of world	1,726	8.6
Total top 10	**18,350**	**91.4**
Total	**20,076**	**100.0**

TOP 10 NEW CAPACITY

5. Alternative Konzepte der Windenergienutzung

Es gibt zahlreiche Konzepte, Windenergie in brauchbare Formen zu konvertieren. Teilweise bewegen sich diese auch in Grenzbereichen zwischen verschiedenen Energiequellen oder sind Weiterentwicklungen bereits bestehender Technologien. Im Folgenden wollen wir auf zwei – ja, vielleicht sogar etwas verblüffende – Möglichkeiten zur Stromerzeugung eingehen.

Aufwindkraftwerk

Aufwindkraftwerke oder Thermikkraftwerke sind ein Konzept, das vor allem von dem Ingenieur Jörg Schlaich vorangetrieben wird. Ein Testkraftwerk (Abb. 5.1) wurde bereits in Manzanares in Spanien errichtet. Das Prinzip ist folgendes: Unter einem großen Glas- oder Kunststoffmembrankollektor wird die Luft von der Sonne erwärmt, sodass sie durch einen großen Kamin aufsteigt (Abb. 5.2). Am Fuße des Kaminturmes sind Turbinen angebracht, die diesen Aufwind zur Stromerzeugung nutzen. Die Funktionsweise basiert also auf dem gut bekannten Treibhauseffekt.

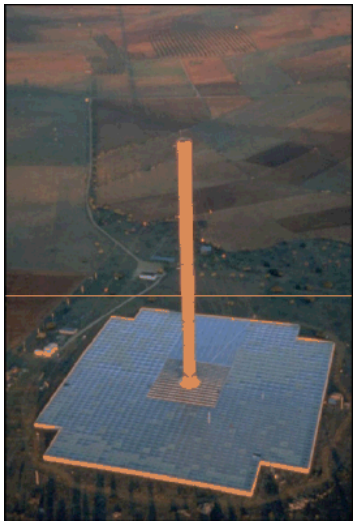


Abb. 5.1 – Testkraftwerk

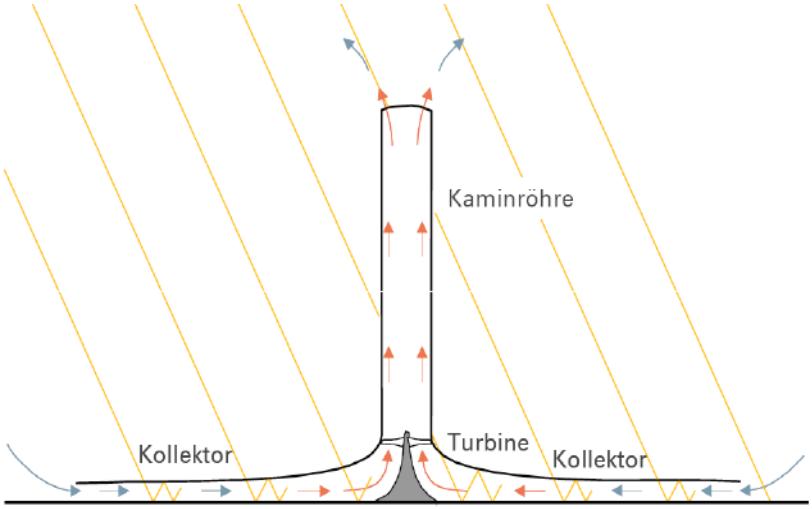


Abb. 5.2 – Funktionsprinzip eines Aufwindkraftwerks

Ein solches Aufwindkraftwerk profitiert im Gegensatz zu Solarkraftwerken auch von diffuser Sonnenstrahlung, liefert also selbst bei nicht optimalen Wetterbedingungen Strom. Weiterhin benötigt es kein Kühlwassersystem, ein Punkt, der insbesondere in Wüstengegenden ausschlaggebend sein kann. Außerdem ist mittels Wasserspeichern, die unter dem Kollektor angebracht sind und die die tagsüber über die Sonnenstrahlung aufgenommene Wärme nur allmählich abgeben, ein 24-Stunden-Betrieb möglich, sprich: Aufwindkraftwerke sind theoretisch in der Lage, anders als gewöhnliche Windkraft- oder Solaranlagen, die Grundlast des Stromverbrauchs zu tragen. Der große Nachteil sind die Baukosten und damit die fragliche Rentabilität eines solchen Projekts: So wäre für ein Kraftwerk mit 200 MW Leistung eine Kollektorfläche von 36km² und eine Kaminhöhe von 1000 Metern vonnöten! Solche gigantischen Ausmaße erweisen sich zwar als bautechnisch handhabbar, bedeuten aber hohe Investitionskosten. Und selbst ob der Vorsätze von Klimaschutz und Nachhaltigkeit werden im Endeffekt Wirtschaftlichkeit und Renditeaussichten den Lösungsprozess des Energieproblems dominieren. Weiterhin ist der Wirkungsgrad von Thermikkraftwerken sehr gering: Nur ca. 1% der einfallenden Sonnenstrahlung liegen schließlich in Form elektrischer Leistung vor. Der Landschaftsverbrauch bleibt dennoch vertretbar angesichts der Möglichkeit, in den Randgebieten des Kollektordaches Landwirtschaft betreiben zu können.

Besonders in sehr trockenen Wüstenregionen, wo für andere Zwecke unnutzbare Fläche en masse vorhanden ist, können Aufwindkraftwerke ihre Stärken ausspielen. Beispielsweise der Staat Namibia plant eine Anlage mit 38 km² Kollektorfläche, einer Kaminhöhe von 1500 Metern und einer Nennleistung von 400 MW, die fast den gesamten Strombedarf des Landes decken könnte. Zum Vergleich: Die abgebildete Testanlage in Manzanares hatte gerade einmal eine Turmhöhe von 200 Metern und eine Glasdachkollektorfläche von 0,6 ha (zu der allerdings 4 ha Kunststoffmembrankollektor hinzukamen) bei einer Nennleistung von 50 kW – was ihren Testcharakter klar konstituierten dürfte.

Ist der zur Verfügung stehende Platz knapp, bietet sich alternativ ein sogenanntes Fallwindkraftwerk (Abb. 5.3) als Lösung an: Bei diesem wird Wasser über den Turm nach

oben gepumpt und versprüht, um die dortige Luft abzukühlen und so einen Fallwind zu erzeugen. Speziell in Küstengebieten kann ein solches Kraftwerk Sinn machen, da das benötigte Kühlwasser aus dem Meer bezogen werden könnte.

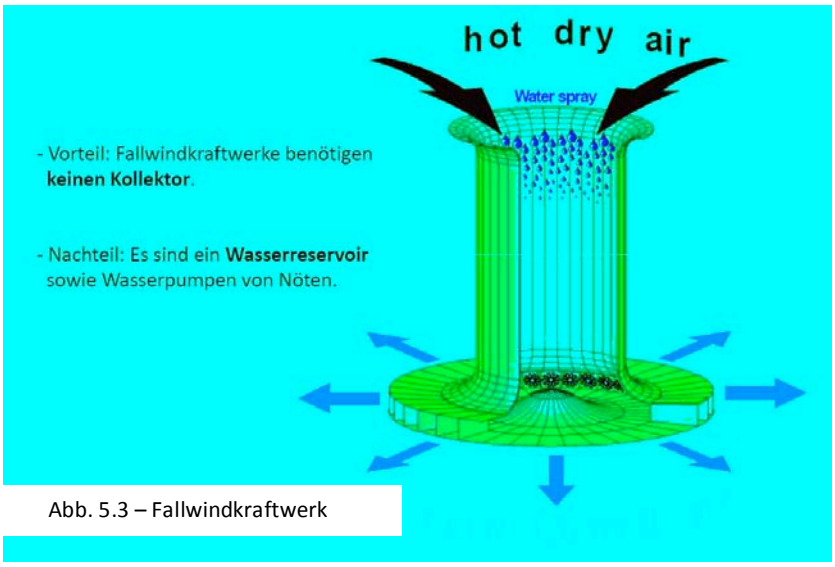
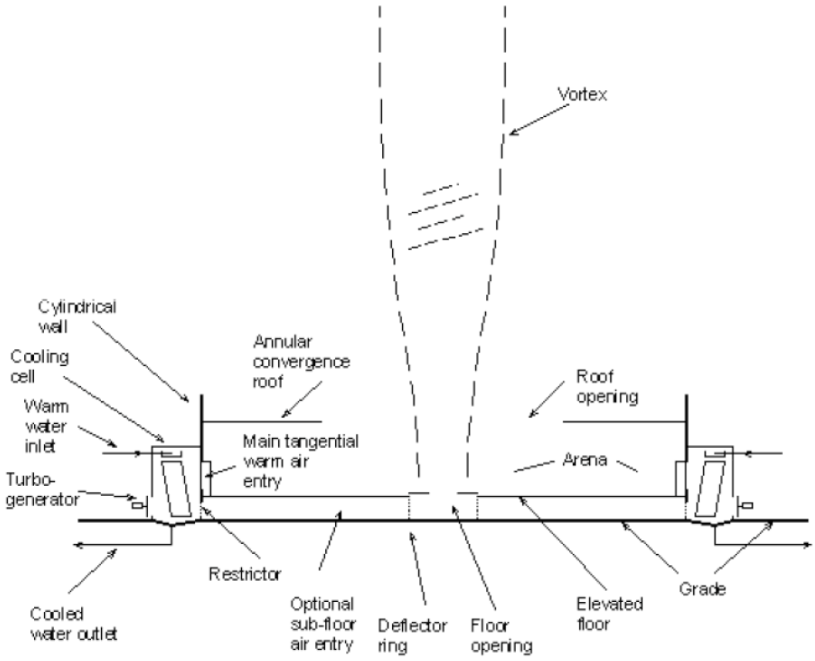


Abb. 5.3 – Fallwindkraftwerk

Atmospheric Vortex Engine

Ein nicht weniger spektakulär anmutendes Konzept treibt der Kanadier Louis Michaud voran: Er beabsichtigt, mithilfe eines künstlichen hergestellten „Tornados“ Strom zu erzeugen. Dieser „Tornado“ (-> „Luftwirbel-“ oder auch „Windstrudelkraftwerk“) simuliert in Analogie zu den Aufwindkraftwerken einen besonders hohen Kamin und könnte bei kommerziellen Anlagen bis an die Stratosphäre reichen. Dies bedeutete einen recht hohen Wirkungsgrad von bis zu 30% sowie mögliche Nennleistungen zwischen 50 und 500 MW. Das Funktionsprinzip ist etwas komplexer als bei anderen Windkraftwerken: Zunächst wird angewärmte Luft über spiralförmig angelegte Luftschächte in einen Zylinderbau, der im Endeffekt einen Durchmesser von 200 Metern und eine Höhe von 100 Metern haben könnte, über Ventilatoren eingeblasen (Abb. 5.5). Mittels weiterer Luftschlitze im Boden entsteht ein Luftwirbel, der aufgrund des Zusammenhangs zwischen statischem und dynamischem Druck (Bernoulligleichung) sowie dank des Drehimpulserhaltungssatzes selbstverstärkend ist. Dieser Wirbel zieht also immer neue Luftmassen nach, sodass die Ventilatoren nach Beendigung der Startphase auf Generatorbetrieb umgeschaltet werden und Strom erzeugen können.



Bisher ist ein solches Kraftwerk nur modellhaft im Kleinen realisiert worden. Später ließe sich das Konzept allerdings anwenden, um die warme Abluft von Kohle- und Kernkraftwerken zu nutzen und auf diesem Wege deren Wirkungsgrade zu erhöhen – bisher geht nämlich über das notwendige Kühlsystem solcher Kraftwerke noch viel Energie ungenutzt verloren: Eine physikalische Notwendigkeit, die den Energiekonzernen ein Dorn im Auge sein dürfte und durch obigen Ansatz zwar nicht umgegangen werden kann, die zumindest aber eigenen Zwecke zugute kommen könnte.

Abb. 5.5 – Atmospheric Vortex Engine

Und dann noch…

Zum Abschluss dieses Kapitels zur Windenergie noch eine Darstellung einer sogenannten „Airborne Wind Turbine“. Ob dieses Konzept jeweils flächendeckend zum Einsatz kommt? Wer weiß. Zumindest aber gibt es bereits jetzt Anlass zu Träumen über all das, was noch kommen könnte! [26] [27] [28] [29]

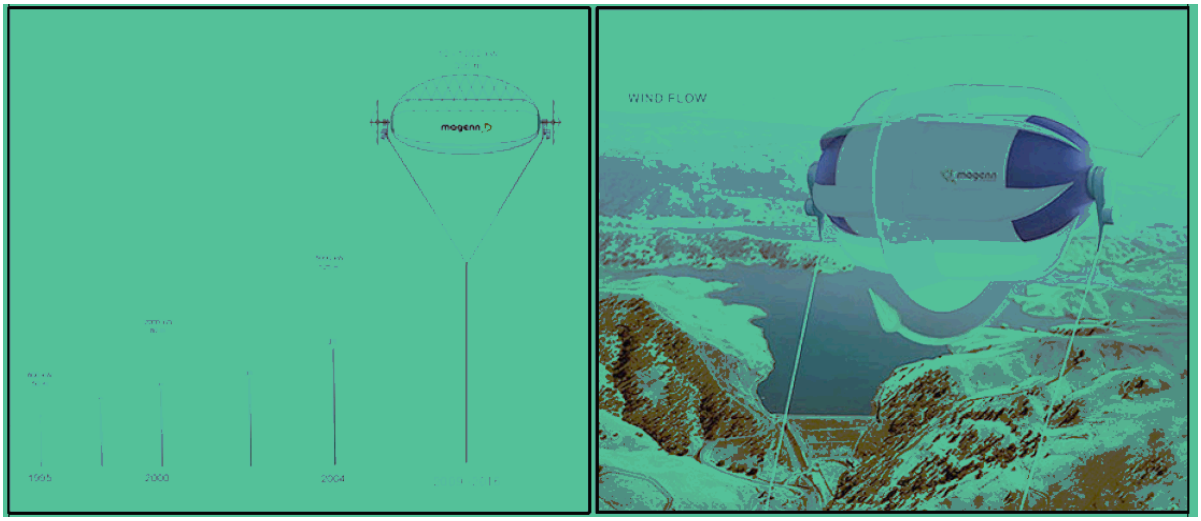


Abb. 5.6 – Airborne Wind Turbine

Korrekturen und Verbesserungshinweise gerne an mich, Carl Pölking, E-Mail Adresse: c.poelking@stud.uni-heidelberg.de!

Qellenverweise

Abschnitt 1

[1] Dipl. Ing. Heiner Dörner; Institut für Flugzeugbau www.ifb.uni-stuttgart.de/~doerner

[2] Danish Wind Industry Association www.windpower.org/en/pictures/index.htm

[3] www.wikipedia.org

[4] Deutsche Energie-Agentur DENA www.offshore-wind.de

[5] Union of Concerned Scientists http://www.ucsusa.org/

Abschnitt 2

[6] „Experimentalphysik Band 1“ – Wolfgang Demtröder (Seite 256ff.)

[7] Danish Wind Industry Association www.windpower.org

[8] Bundesverband für Windenergie BWE www.wind-energie.de

[9] www.wikipedia.org

[10] Technische Universität München – Lehrstuhl für Thermodynamik Skriptabschnitt zu „Energie im Wind“ www.td.mw.tum.de/tum-td/en/studium/lehre/solar_photovolt/

[11] “Windkraftanlagen: Systemauslegung, Netzintegration und Regelung“ – Siegfried Heier (S. 26f. sowie S.34f.); einzusehen unter www.books.google.de

Abschnitt 3

[12] Dipl. Ing. Heiner Dörner; Institut für Flugzeugbau www.ifb.uni-stuttgart.de/~doerner

[13] Danish Wind Industry Association www.windpower.org

[14] www.wikipedia.org

[15] Bundesverband für Windenergie BWE www.wind-energie.de

[16] „Experimentalphysik Band 1“ – Wolfgang Demtröder (Seite 183ff.)

[17] Technische Universität München – Lehrstuhl für Thermodynamik: Vorlesungsmaterial zu „Anlagentechnik“ www.td.mw.tum.de/tum-td/en/studium/lehre/solar_photovolt/

[18] Fachhochschule für Technik und Wirtschaft Berlin – Staedler: Vorlesungsmaterial

www.fhtw-berlin.de/documents/Fachbereiche/Fachbereich_2/bui/Staedler/Windenergie_Kennfelder.pdf

Abschnitt 4

[19] Global Wind Energy Council GWEC www.gwec.net

[20] European Wind Energy Association www.ewea.org

[21] Wirtschaftsblatt „Strompreisexplosion bläst Windkraft ins betriebswirtschaftliche Plus“ http://www.wirtschaftsblatt.at/home/oesterreich/wirtschaftspolitik/333355/index.do

[22] www.windkraftgegner.de (Webseite eines Zusammenschlusses verschiedener Initiativbewegungen gegen Windkraft).

[23] Internationaler Arbeitskreis für Verantwortung in der Gesellschaft e.V.: Internet Dokumentation „Kosten der Windenergie“ http://www.iavg.org/windenergie.htm

[24] www.energie-fakten.de (Initiative zahlreicher Experten zur Informierung über Energiethemen)

[25] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: “Erneuerbare-Energien-Gesetz”

Abschnitt 5

[26] Publikation von Jörg Schlaich zum Thema Aufwindkraftwerke www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2002/th2002_05_03.pdf

[27] Webseite von Louis Michaud zu Atmospheric Vortex Engines www.vortexengine.ca

[28] www.wikipedia.org

[29} Magenn Inc. www.magenn.com

Bildquellennachweis

Abschnitt 1

Abb. 1.1 - 1.4 [Wikipedia Commons; www.wikipedia.org]

Abschnitt 2

Abb. 2.1, 2.3 [Arbeitskreis Zukunft der Energie; www.pa.msu.edu/~bauer/Energie/]

Abb. 2.2 [Wikipedia Commons]

Abb. 2.4 [www.windpower.org]

Abb. 2.5 - 2.6 [Experimentalphysik Band 1 – Wolfgang Demtröder (Seite 256f.)]

Abb. 2.7 - 2.8 [Bundesverband Windenergie e.V.; www.wind-energie.de]

Abb. 2.9, 2.10 [www.windpower.org]

Abschnitt 3

Abb. 3.1 [Wikipedia Commons]

Abb. 3.2 - 3.3 [www.pa.msu.edu/~bauer/Energie/]

Abb. 3.4 - 3.6 [Wikipedia Commons]

Abb. 3.7 - 3.13 [Bundesverband Windenergie e.V.; www.wind-energie.de]

Abschnitt 4

Abb. 4.1 [Siemens Pressebilder]

Abb. 4.2 - 4.3 [Global Wind Energy Council; www.gwec.net]

Abschnitt 5

Abb. 5.1 - 5.2 [Jörg Schlaich – Aufwindkraftwerke; Artikel in FVS – Themen 2002]

Abb. 5.3 [Energy Towers – Dan Zavlasky; www.iset.uni-kassel.de]

Abb. 5.4 - 5.5 [www.vortexengine.ca]

Abb. 5.6 [Magenn Power Inc.; www.magenn.com]