

„Wind – Rotarier in der Landschaft“

„Wind und Werte“

Windenergie gewinnen ist Aufgabe unserer Zeit

Vorwort

*Windmühlen üben seit Menschengedenken eine besondere **Faszination** aus. Sie **helfen elementare Energien** zu gewinnen und nutzbar zu machen. Weil sie so jenseitige Kräfte greifbar machen sind ihnen viele **Menschen emotional verbunden** wie man es auch beim Fliegen oder Segeln findet.*

*Moderne „Windräder“ rotieren heutzutage wieder mehr und mehr in allen Ländern. Sie sind sinngemäß verwandt mit uns Rotariern. Wenn sie richtig gebaut sind, verbreiten sie eine gute Botschaft – auch im Sinne unserer 4 Fragen Probe. (http://www.karl-schlecht.de/ks/def_werte.htm) „...so das alle gewinnen“. Der riesigen Vergeudung von nutzbaren Windenergien und Vergiftung unserer Atmosphäre können sie Einhalt gebieten und **Werte schaffen**.*

Wir Rotarier sind durch unsere Leitsätze zu verantwortlichem Denken und Handeln im weitesten Sinne und auch zum Dienst an der Gemeinschaft verpflichtet. Im Sinne unserer 4-Fragenprobe kann es im Hinblick auf künftige Generationen **nicht fair** sein und auch nicht dem Wohlbefinden aller dienen, wenn wir die natürlichen aus Sonnenkraft in Jahrmillionen entstandenen fossilen Energieträger Kohle, Öl und Gas in kurzer Zeit „verheizen“ und dabei zugleich nachweislich die Atmosphäre schädigen. Wir lassen der Natur auch keine Chance mehr, solche Rohstoffe für die Nachwelt neu zu bilden, weil wir fast alles, was aus Sonnenkraft nachwächst, sofort verbrauchen.

Wir sündigen also doppelt.

Die klimagünstige Atomkraft wird dazuhin leider abgelehnt, weil u.a. das Entsorgungsproblem manchen ungelöst erscheint. Bei neuen AKW muss mit Einrechnung aller heute von unserer Gesellschaft zu tragenden (verborgenen) Kosten angeblich derzeit eine kWh mit Total- Kosten von teuren 0,5 € veranschlagt werden.

Wer sich diesen verständlichen Überlegungen nicht öffnet oder mit simplen Argumenten abtut, sucht nicht die Wahrheit im Guten.



Nur langfristig erzielten Investitionen in gute Windkraftanlagen bei windreichen (7 m/sec) Standorten eine angemessene Rendite bei vertretbarem Risikoprofil im Vergleich zu anderen Kapitalanlagen. Sie sind kein Feld für auf langfristig guten Kapitalertrag zielende Investoren – sondern leider viel zu oft für auf kurzfristigen Erfolg zielende Hasardeure und Glücksritter unter den Entwicklern und Herstellern.

Künftig sollten nur noch Standorte bebaut werden mit einer durchschnittlichen Jahres Windgeschwindigkeit von ca 7 m/sec auf Nabenhöhe, welche mindestens 2.000 Vollaststunden (von theoretisch 8.600) ermöglichen. Im Sinne sekundärer Tugenden „Maß zu halten“ und Integrität zu pflegen sei dies manchen Herstellern und Parkentwicklern dringend ans Herz gelegt.

Die bisher häufig überhöhten Renditevorstellungen von 8 – 12 % werden im Nachhinein höchst selten erreicht. Normalerweise ergeben sich über einen Zeitraum von 20 Jahren für den Endinvestor Eigenkapitalrenditen von 5 – 7 % bei Wiederanlage der Erträge. Bei den vorhandenen Risiken ist dies eher ungünstiger einzustufen als Renditen guter internationaler Investmentfonds, die bisher über 20 Jahre ca. 8-12 % nach Steuern erreichen.

In Fairness zu den nächsten 1000 Generationen und Mitverantwortung für unsere Umwelt müssen wir uns jedoch regenerativen Energien aller Art zuwenden und möglichst auch aktiv zu deren Entwicklung und positiver Meinungsbildung beitragen. Dies ist der Sinn dieses Vortrages „**Wind und Werte**“.

(Präsentationsfolien hierzu s.a. <http://www.wind-energie.de/suchen-und-finden/suchen.htm>, dort als Suchwort „Folie“ eingeben).

Chancen und Aufgaben für Erneuerbare Energien

Die derzeitige Stromwirtschaft beruht auf einem hohen und tendiert weiter zu einem immer noch steigenden Ressourcenverbrauch fossiler Rohstoffvorräte unserer Erde. Deren Verbrennung ist für ca. 40% der CO₂-Emissionen in die Erdatmosphäre verantwortlich. Langfristig werden dadurch Schäden an Mensch und Umwelt verursacht. Die Nutzung erneuerbarer Natur-Energiequellen kann hier leider nur ein klein wenig helfen.

Die in riesigen Mengen vorhandene Energie des Windes nutzt der Mensch mangels moderner Technologie seit Jahrtausenden in nur bescheidenem Maße für den Betrieb von Getreidemühlen oder kleinen Wasserpumpen. Seitdem Elektrizität Anfang des 20. Jahrhunderts als leicht zu transportierende Energieform die Energieversorgung veränderte, wurden die traditionellen Windmühlen weitgehend stillgelegt. Heute erzeugen sie Strom – immer besser!

Wie leistungsfähig moderne Windturbinen wirklich sind, zeigt dieser Vergleich:

Das hier gezeigte Putzmeisterwerk Aichtal (www.putzmeister.de) verbraucht im Jahr ca. 4 Mio. kWh. Dies sind an einem durchschnittlichen 24-Stunden-Tag im Februar ca. 450 000 kWh. Die Spitzenaufnahme liegt dabei in Höhe von ca. 1000 kW.

4 Mio. kWh sind ebenso viel, wie **eine** unserer 6 Windturbinen im Windpark Klockow jährlich erzeugt, www.windwin.de/de/projekte/klockow.asp Sie ist hier maßstabsgetreu im Werkphoto zu sehen.



Dieser Ertrag aus einem normalen Windjahr kann also eine solche Maschinenfabrik, in der über 600 Menschen arbeiten, durchaus versorgen, auch wenn die Turbine ihren Strom aus der Ferne über das Verbundnetz liefert.

Was sind aber schon „winzige“ 77 m Rotor- Durchmesser in der riesigen, für Windenergie nutzbaren Atmosphäre? So wird deutlich wie viel Energie wir tatsächlich vergeuden, wenn wir den Wind nicht nutzen.

Indirekte Sonnenwirkung

Neben Wind und der direkt nutzbaren Sonneneinstrahlung, kommt vielseitige Energiegewinnung auch aus deren **indirekter** Sonnenwirkung in Frage bis hin zu Nutzung von Biomassen; Verbrennung oder Vergasung von Holz und Stroh etc. Vielerorts wird dies in modernen landwirtschaftlichen Betrieben schon verwirklicht.

Global vorhandene Windenergie übersteigt den Weltverbrauch an Primärenergie um das **30-fache** und wird bisher weitestgehend vergeudet. Erst die Erdölkrisen der 70er Jahre, eine Reihe schwerer Reaktorunfälle, die Erhitzung der Erdatmosphäre oder jüngst die derzeitige Trockenheit in Brasilien haben den Industrienationen ihre gefährlichen und langfristig unbefriedigenden Methoden einseitiger Energiegewinnung vor Augen geführt und mancherorts ein Umdenken eingeleitet.

Ein dringend nötiger Beitrag zur Besserung dieser Situation ist durch eine zunehmende Umstellung auf erneuerbare Energien erreichbar mit – je nach Situation - Deckung **bis ca. 30 % des Bedarfs**. Dies

setzt allerdings voraus, dass man das Problem der Leistungsschwankungen bei Windenergie löst oder ausgleicht.

Das Wuppertal- Institut für Klima und Energie geht davon aus, dass selbst in einem dichtbesiedelten Land wie Deutschland die Windenergie bis zum Jahr 2010 mit einem **Anteil von 10 bis 20 %** zur Gesamtstromerzeugung im Verbundnetz beitragen kann. 5 – 8% sind wohl realistisch. Weltweit würde dafür das Potential an für Windenergieanlagen geeigneten Standorten ausreichen.

Durch zunehmende Nutzung können unsere sicher noch großen, aber letztlich begrenzten Vorräte fossiler Brennstoffe – die alle der Sonnenwirkung entstammen - für künftige Generationen mindestens gestreckt werden, einmal abgesehen von der Klimafrage. Darüber hinaus bedarf es in den nächsten 100 Jahren jedoch weiterer technischer Neuerungen - auch bei Atomkraft - um schließlich ganz ohne fossile Brennstoffe auszukommen. Dies ist aus heutiger Sicht möglich.

Dem stehen derzeit kurioserweise gerade manche **Umweltschützer entgegen**. Die dürfen sich dann aber nicht aufregen über die US Regierung, welche aus durchaus respektablen Gründen – wohl vorübergehend - regenerative Energiequellen nicht mehr wie bisher fördern will.

Trotz all dem werden künftig Windturbinen zunehmend ein selbstverständlicher und gewohnter Anblick in der Landschaft werden wie Hochspannungsmasten auch. Stromerzeugung aus Wind kann aber **nur im Verbund** mit konventionellen Energiequellen geschehen – und die sind bisher immer noch **billiger**, insbesondere bei Negierung deren teurer Begleitkosten und Umweltschäden.

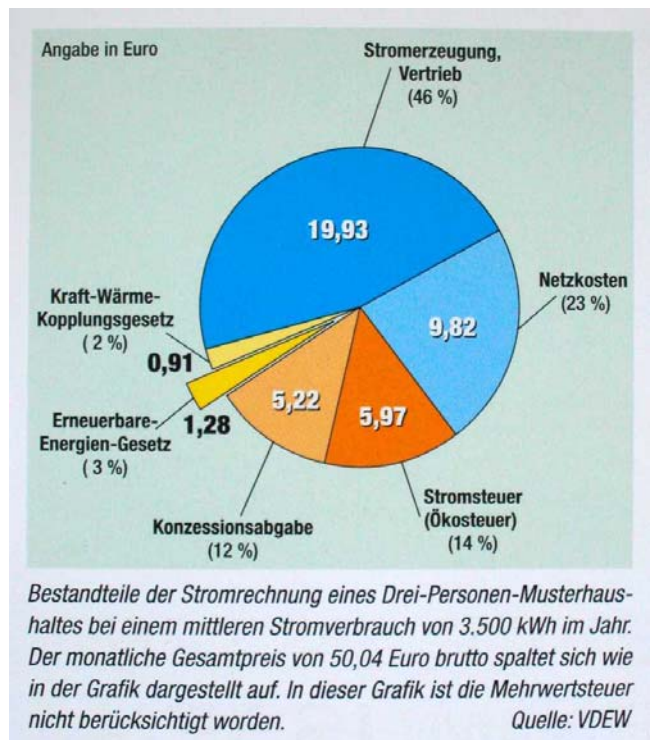
Erzeugerkosten ... komplizierte Wahrheit !

Rotarier sein heißt der Wahrheit auf den Grund gehen. Wie teuer ist Windstrom in der Herstellung wirklich?

In den USA ist Strom aus Kohle angeblich mancherorts für 1 cts/kWh für die Energieverteiler zu beschaffen – in Europa sind dies vordergründig 3-5 cts/kWh. In Gibraltar und Hawaii kostete 2001 Strom in Erzeugung aus Dieselgeneratoren 7 – 9 cts/kWh. Moderne Verbund- Erdgaskraftwerke sind derzeit in Europa die kostengünstigste Alternative. Solarthermische Kraftwerke in den USA kommen auf 9-13 cts/kwh. Ein modernes sog. SOLARMUDO System soll es in Ägypten auf 4 Cts/kWh bringen. Photovoltaik- Strom kostet 40-50 cts/kWh.

Windenergie kostet je nach Standort (Windstärke, Investitions- und Betriebskosten etc.) 6-8 cts/kWh. Die Kosten fallen mit höherer jährlicher Windgeschwindigkeit, ideal sind Werte über 7 m/sec, was 2500 – 3000 Vollaststunden ergibt.

Im Schwarzwald sind es nur 1.500 bis 1.800 Vollaststunden. Rentabilität dort also sehr fraglich wenn nicht „olympischer Geist“ zählt !



Vordergründige Energieherstellkosten werden jedoch durch sog. **externe Kosten** teilweise wesentlich erhöht. Hierzu zählen Kosten und Schäden aus Entsorgung, Umwelt, Gesundheit und Sicherheit. Die externen Kosten werden von der Allgemeinheit getragen – also „unter den Teppich gekehrt“. Die Europäische Kommission nannte in 2001 nachfolgende Kosten:

cts/kWh	Herstellung	externe Kosten	Total	reale Preise
Wind	0,04 – 0,08	0,0005 – 0,0025	0,04 – 0,08	0,04 NFO-UK (0,06 DOE-USA)
Gas	0,035	0,01 – 0,04	0,045 – 0,075	0,05
Kohle	0,04	0,02 – 0,15	0,042 – 0,19	0,09
Nuklear	0,06	0,002 – 0,006	0,062 – 0,066	

Neue große Wasserkraftwerke werden in Deutschland kaum noch gebaut weil deren Produktionskosten wegen hoher Umweltauflagen bei 7 – 8 cts/kwh liegen würden; abgeschriebene alte Anlagen kommen auf 3 – 5 cts/kwh. Das EEG gilt bisher nicht für solche Kraftwerke.

Gesamthaft und wahrhaft gerechnet kann also vielerorts der ins Verbundnetz gespeiste Windstrom durchaus zur kostengünstigsten Energiequelle werden. Das sollte den leider zahlreicher werdenden Windkraftgegnern zu denken geben.

In Deutschland ist Windenergie billiger als Kohlestrom

Strom aus heimischer Windkraft ist in Deutschland inzwischen wohl billiger als Strom aus heimischer Steinkohle. Denn bricht man die Kohlesubventionen auf die Kilowattstunde Strom herunter, zeigt sich: In 2003 wird die Steinkohle in Deutschland vom Staat mit 3,3 Milliarden Euro alimentiert. Bei einer Jahresfördermenge von 26,3 Millionen Tonnen sind das 12,5 Cent pro Kilogramm. Da aus einem Kilogramm Kohle in den bestehenden Kraftwerken im Mittel exakt drei Kilowattstunden Strom gewonnen werden können (bei einem mittleren Wirkungsgrad von 37 Prozent), entfällt auf jede Kilowattstunde eine Subvention in Höhe von 4,2 Cent die dem Marktpreisniveau von ca. 4 Cent zugeschlagen werden müssen. Das heißt eine Kilowattstunde Steinkohle Strom aus deutschen Ländern kostet demnach rund 8 Cent.



Moderne Windkraftanlagen erzeugen - über ihren Betriebszeitraum von 20 Jahren gerechnet - die Kilowattstunde für 7 bis 8 Cent. Wasserkraft produziert Strom kostendeckend für 7,67 Cent.

Der Preisvorteil der regenerativen Energien wird noch zunehmen. Denn im Jahre 2012 soll (so der aktuelle Beschluss der Bundesregierung) die Steinkohle noch immer mit 1,83 Milliarden Euro subventioniert werden, was bei anvisierten 16 Millionen Tonnen einem Zuschuss von 11,2 Cent je Kilogramm entspricht. Verglichen mit dem heutigen Betrag ist das - je Kilo gerechnet - ein Rückgang der Kohle Subventionen von gerade einem Prozent jährlich. Für Windkraftanlagen hingegen wird die Vergütung laut EEG um zwei Prozent jährlich sinken - weil diese Form der Stromproduktion immer effizienter wird.

Die Einführung der **Ökosteuer** in Deutschland war ein erster Schritt in der Umweltpflege unter Anwendung des Verursacherprinzips in der Energiewirtschaft. Durch den damit verbundenen Energiepreisanstieg werden rationelle Energienutzung, effiziente Energieumwandlung und erneuerbare Energiequellen zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Bild → Windwin- Park Klockow/Uckermark NW von Prenzlau direkt an der neuen Autobahn nach Usedom mit 6 GE Turbinen von je 1,5 MW auf 100 mtr. hohen Türmen mit 77 mtr. Rotor; ca. 4 Mio. kWh/Jahr pro Einheit
<http://www.windwin.de/de/projekte/klockow.asp>



Für Windenergie brachte das neuerdings in 2001 durch Gerichtsurteil gesicherte deutsche „**Erneuerbare Energien Gesetz**“ (EEG) die notwendige Sicherheit für private Investitionen zu weitergehender Nutzung der Windenergie. Hier subventioniert der Normalverbraucher – nicht der Staat – die regenerativen Energien mit einem Aufschlag von ca. 0.1 - 0.2 cts / kWh. Das ist bei dem heute gültigen Normaltarif 10 – 15 Cts/kWh, also kaum nennenswert. Für den Durchschnittshaushalt macht das heute nur ca. 4 €/Jahr und 2010 ca 7 €/Jahr aus.

Trotzdem wird die durchaus riskante Windenergie- Nutzung mit einer Eigenkapital - Rentabilität von 6 - 7% p.a. nicht wirklich profitabler im Vergleich zu guten, internationalen Fonds, die bisher im 30-Jahresmittel eine Performance von 12% - 14% p.a. nachwiesen.

Im Gegensatz zu vielen anderen Kapitalanlagen ist der jährliche Wind- Investitions- Ertrag hier aber **nie Null oder gar negativ**, sondern gegenüber dem Normaljahr nur um ca. 20% schwankend.

Wasserkraft aus neuen großen oder kleinen Kraftwerken bringen heutzutage wegen Umweltauflagen auch hohe Kosten von 7 – 13 cts / kWh, was derzeit nicht oder kaum am Markt untergebracht werden kann. Für alte – abgeschriebene große Kraftwerke – können 2-2,5 cts/ kWh gerechnet werden. Das ist bei Neuanlagen nicht mehr erreichbar – vollends da hierfür das EEG nicht anwendbar ist.

Deutsche Energieerzeugung

Deutschland ist bisher der weltweit größte Markt für WT vor Spanien und USA.

Inzwischen (Ende 2002) beträgt die Gesamtleistung aller ca. 13 000 Windenergieanlagen in Deutschland ca. **10 000 MW**. Allein im Jahr 2000 gingen in Deutschland Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 1668 MW ans Netz. Das sind mehr als je zuvor. Die Prognosen für das Jahr 2002 und 2003 gehen von einem Zuwachs um je ca. 1500 - 2000 MW aus.



Damit werden in Deutschland bald **3 % des jährlichen Strombedarfs** durch Strom aus Windenergieanlagen gedeckt. Seit 1990 sank der Ausstoß von CO₂ und Treibhausgasen um fast 20% gegenüber der EU von nur 4%.

Im windstarken Dänemark beträgt der Anteil von Windstrom schon über 10%. Daher wurde dort die Einspeise Vergütung gesenkt um den bei Windmangel entstehenden teuren Bedarf an Ausgleichs-, Regenergie der Versorgungsunternehmen an Wind armen Tagen zu begrenzen. Angeblich wurde auch deshalb dort der Bau von einigen der geplanten Offshore Windparks gestoppt. Diese Wirtschaftlichkeitsgrenze in der Energieversorgung steht auch Deutschland bevor mit entsprechender

Änderung der Einspeisevergütung für Neubauten – und Vertrauensschutz für die bisherigen WT Investitionen.

Im spanischen Navarra können die heute installierten WT an windstarken Tagen über 100 % des lokalen Strombedarfs decken. Man exportiert sogar die Überkapazitäten. In vielen kahlen Regionen Spaniens und Frankreich wird aber erst jetzt Windkraft eingeführt.

Unter den erneuerbaren Energien hat bei uns die Wasserkraft mit 22 Mio. kWh den höchsten Anteil am deutschen Stromverbrauch, der in 2000 von 500 auf 514 Mio. kWh stieg. Es folgen die Windkraft mit 9,2 und der Strom aus Biomasse mit 4,5 Mio. kWh. Dabei legte die Windkraft mit 70% am stärksten zu auf jetzt ca. 2% des Verbrauchs, also fast auf die Hälfte der Wasserkraft. Ziel wäre künftig wenigstens den Mehrverbrauch aus Windkraft zu decken. In Europa kamen vom gesamten Energieverbrauch im Jahr 2000 nur 6% aus regenerativen Quellen.

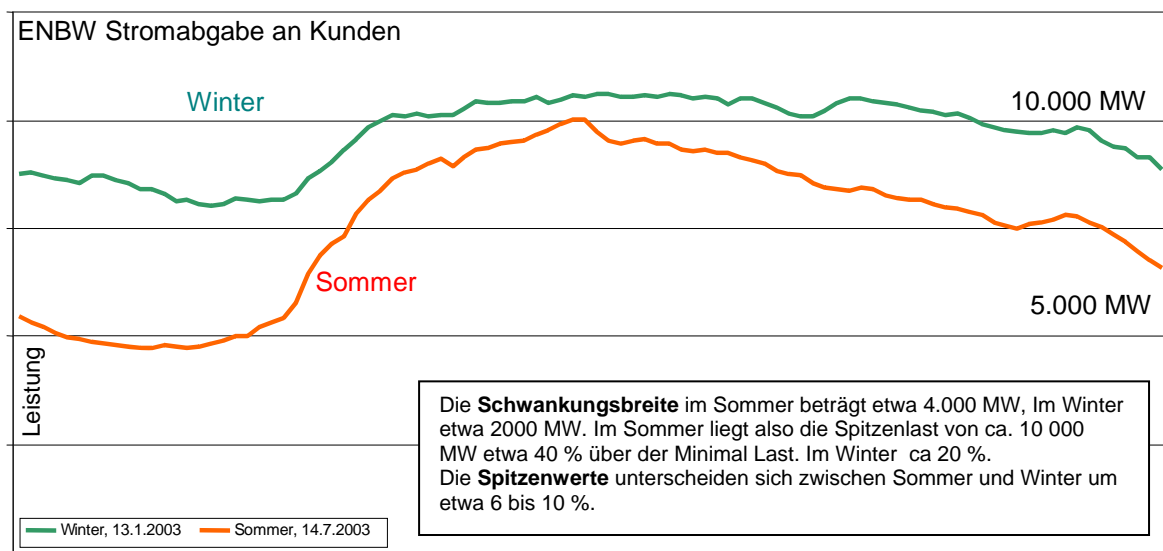
Atomstrom im Vergleich: Die französische EDF erzeugte in 2000 als größter europäischer HERSTELLER 470 Mrd. Kilowattstunden aus **Nuklearenergie** – 80 % ihrer gesamten Stromerzeugung. Dies entspricht ca. 80 % des deutschen Bedarfs. RWE erzeugte demgegenüber „nur“ 210 Mrd. kWh. Wir alle sollten damit rechnen dass in 10 – 20 Jahren die Nuklearenergie mit Recht wieder eine zunehmende Rolle spielt.

Schwankungen verdauen... **das Regelenenergie- Problem**

Der Energieertrag aus Wind- und Solar- Energieanlagen unterliegt hohen tages- und jahreszeitlichen Schwankungen. Windstark sind hierzulande die **Monate September bis März** – anderswo ist es umgekehrt . Die Windjahre schwanken um ca. + -20%. Und es gibt viele Tage wo nichts läuft. Derzeit haben wir in Deutschland eher windschwache Jahre.

Zudem sind vor allem die Windturbinen in Getriebebauweise, welche bei Schwachwinden oft nicht laufen, eine Negativwerbung in der Öffentlichkeit...“ *die stehen ja sehr oft, ...also hoch störanfällig...Windanlagen taugen nichts...*“ hört man immer wieder. Auch „psychologisch“ gesehen sind deshalb getriebebelose Anlagen „besser“. Als Investor in getriebelosen Maschinen fühlt man sich deshalb besser – wohl wissend dass bei Schwachwind nur wenig Leistung rauskommt.

Damit bei Windmangel die Lichter nie ausgehen, müssen also ersatzweise für temporär ausfallende Stromerzeugung die **konventionellen Energiequellen im Rahmen des Verbundnetzes für sog. Regelenenergie uneingeschränkt vorgehalten** werden. Dies gilt in **noch größerem Maße** für die stark geförderte Solarenergie. Weil der öffentliche Strombedarf im 24 Stunden Tagesverlauf ohnehin um 20 – 40% schwankt spielen jedoch Unterschiede aus dem 5 – 10% Anteil erneuerbarer Energien **kaum eine Rolle**, wie nachstehendes Diagramm von **ENBW** zeigt. **Dort werden ohnehin mit total 15 000 MWH installierter Leistung ca 50% des durchschnittlichen Bedarfs in Reserve vorgehalten.** – und es wurden 2003 noch ca. 35% des Strombedarfes von fremden Kraftwerken zugekauft – weil dies



0:15 1:00 1:45 2:30 3:15 4:00 4:45 5:30 6:15 7:00 7:45 8:30 9:15 10:00 10:45 11:30 12:15 13:00 13:45 14:30 15:15 16:00 16:45 17:30 18:15 19:00 19:45 20:30 21:15 22:00 22:45 23:30

angeblich wirtschaftlicher sein kann. Ein in **2010 gebautes Kohlekraftwerk** der ENBW nahe Karlsruhe erzeugt Strom für 6 cts / kwh – ist also sehr nah bei Windstrom guter Standorte mit modernen Windturbinen auf dem Festland.

Selbst bei voller und traditioneller Nutzung der bei neuen Kraftwerken auch nicht billigeren Wasserkraft ist die Notwendigkeit regenerative Energien zu sammeln kaum anders, wie gerade 2002 in Brasiliens Energieproblemen wegen dauerhaften Regenmangels besonders deutlich erkennbar war. Auch dort setzt die Regierung jetzt zusätzlich auf Windkraft.

Wichtig zu wissen ist also, dass erneuerbare Energien grundsätzlich **nur ergänzend** wirken können, **niemals als kompletter Ersatz** für fossile oder nukleare Energien. Auch Zwischenspeicherung – z. B. in Wasserstoff, Pumpspeicherwerken oder interirdischen Druckluftspeichern - ist illusionär weil zu teuer und nur von kurzfristigem Effekt.(s.u.)

Wind entsteht **immer** irgendwo und irgendwann **infolge Sonneneinstrahlung** – also Kernkraft der Sonne. Wind herrscht vorwiegend in den Übergängen zwischen Hochdruck und Niederdruckgebieten der Wetterlage. Voraussagen sind heute möglich für die Kraftwerksplanung. Die sog. Corioliskräfte erzeugen bei Luftdruckdifferenz die auf den Wetterkarten sichtbaren großen Windwirbel. Starke Winde entstehen dort, wo die Isobaren- Abstände eng sind. Bei einer **überregionalen Aufstellung** der Windturbinen (Portugal / Deutschland) gleichen sich im Jahresverlauf verschiedene Windstärken teilweise aus. Leistungsschwankungen der WT können zukünftig auch zunehmend durch den Einsatz von Biogas und Biomasse kompensiert werden. Photovoltaik sammelt Energie an windarmen Sonnentagen.

Speicherung verteuert um ca. 30 %

Eine neue Schlüsseltechnologie und Hilfe für die **weitergehende Umstellung** auf erneuerbare Energien ist eine effiziente aber bisher noch viel zu teure **Speicherung** großer Energiemengen. In diesem Bereich können Brennstoffzellen und die Herstellung von **Wasserstoff aus Windkraft** künftig vereinzelt eine Rolle spielen. Im Offshore- Bereich laufen derzeit dafür chancenreiche Untersuchungen, wenngleich hier Risiken und Kosten oft unterschätzt werden.

Auch klassische **Pumpspeicherwerke** oder unterirdische Druckluft- Speicherung könnten dafür an Bedeutung gewinnen. Gespeicherter Strom liegt jedoch 30 – 40% höher als die Erzeuger Kosten. Bei Druckluft Speicherung in Kavernen Untertage betragen die Mehrkosten 6 – 7 cts/kwh. Deren Kapazitäten sind darüber hinaus aber schnell verbraucht.

Atomkraftwerke können im Gegensatz zu Kohlekraftwerken binnen **einer Minute mit Geschwindigkeit von bis zu 10% in der Leistung nach oben oder unten geregelt werden**, wie der Technische Leiter des KKW Neckarwestheim 2010 feststellt. Damit können die Leistungsschwankungen bei erneuerbaren Energien ideal ausglichen werden ohne teure Speicherung. Nachdem - wie oben geschildert - die Netzbetreiber immer hohe Reserve Kapazitäten halten, macht solche **Bewältigung der Regelernergie Frage** eigentlich keine zusätzlichen Kosten. Die teuren ca. 30% Mehrkosten pro kwh bei Speicherung üblicher Art brauchen also nicht aufgewendet zu werden.

Atomkraftwerke sind also ideale Partner für erneuerbare Energien und ein unverzichtbarer und klimafreundlicher Teil des **richtigen Energieverbundes**.

Effizientere Technik durch internationale staatliche Förderung

Aus einer Vielzahl unterschiedlicher Bauweisen haben sich Anfang der 80er Jahre Windenergieanlagen mit horizontaler Drehachse, Getriebe, Asynchrongenerator und drei starr an der Nabe befestigten Rotorblättern durchgesetzt. Sie übertreffen die traditionellen Windräder aus Blech-, Holz- oder Segelflügeln leistungsmäßig um ein Vielfaches. Ein- oder Zweiblatt- Rotoren sind meist zu laut, weil sie schneller laufen müssen.

Das drehbar auf dem Turm gelagerte Maschinenhaus moderner Windturbinen von heute, mit vorwiegend 800 bis 2500 kW Nennleistung, enthält alle mechanischen und elektrotechnischen

Komponenten zur Umwandlung der Rotordrehung in elektrische Energie. Die Turbinenachse wird durch darüber angebrachte Sensoren laufend der Windrichtung nachgeführt.

Wie an den Tragflächen eines Flugzeuges erzeugt die Strömung des Windes an den aerodynamisch geformten Rotorblättern einen „Auftrieb“ in Umfangsrichtung, der den Rotor in Drehbewegung versetzt.

Hier war der Stuttgarter Professor Hütter seit den fünfziger Jahren des 20. Jahrhunderts ein Pionier. Er hatte darüber hinaus schon automatisch winkelverstellbare Blätter angewendet, die heute Standard werden. (Bild Versuchsfeld Stötten- Ostalb)

Anfang der 90er Jahre wurden nach vielen früheren vergeblichen Versuchen moderne und relativ preisgünstige Windenergieanlagen mit einer durchschnittlichen Leistung von über 100 kW errichtet. Durch die auf staatlicher Förderung in den USA und Dänemark gründende enorme Weiterentwicklung der Windenergie-technik haben die serienmäßig hergestellten Anlagen inzwischen eine Leistung von bis zu 2,5 Megawatt (NORDEX N 80). Eine Anlage dieser Leistungsklasse besitzt einen Rotordurchmesser von 80 Metern und liefert an einem günstigen Binnenlandstandort Strom für ca. 1200 private Haushalte.

Hinsichtlich der Leistungsentwicklung moderner Anlagen kann man seit Beginn der 80er Jahre eine Entwicklung mit dem Faktor 10 erkennen! Ohne die staatlichen Fördermaßnahmen der letzten 15 Jahre wäre dies nicht möglich gewesen.

(s.a. DFI- Vortrag. Dr. Twele: Entwicklung von Rotordurchmesser und Nennleistung)

Wie weiter?

Die **Entwicklung leistungsstarker und zuverlässiger Windenergieanlagen** wird auch in den kommenden Jahren weiter voranschreiten: Mehrere Hersteller realisieren derzeit Anlagenkonzepte mit 2 - 5 MW, insbesondere für Offshore. **Dort ist aber Windenergie Erzeugung derzeit noch dreifach teurer als Onshore.**

Auch werden **getriebelose Windturbinen zunehmend gekauft** wegen der auch bei modernen Maschinen der Megawattklasse nicht auszumerzenden Getriebeprobleme.

So stieg trotz höherer Preise der Enercon Marktanteil 2003 in Deutschland auf über 40% **und immer mehr getriebelose Neukonstruktionen folgen weltweit – insbesondere mit Permanent Magneten im Generator...**

Neuerdings verlangen einzelne **Versicherungsgesellschaften** in 5 Jahresfrist Lagertausch im Getriebe und weitere sehr teure vorbeugende Wartungsmaßnahmen die jeweils 200 – 300 T€ kosten werden. Dafür ist derzeit von keinem Hersteller solcher Getriebe - Anlagen eine über 20 Jahre reichende verlässliche Kalkulationsbasis erhältlich die herankommt an 1 cts / kWh.

Deren **Fullservice Verträge** können das über 20 Jahre Investitionszeit bestehende Kostenrisiko bisher nur bedingt abdecken weil nicht nur teuer sondern auch meist auf 5 – 10 Jahre begrenzt. Sie sind auch nur so gut wie die Lieferfirma – und zahlreiche sind in der Vergangenheit verschwunden. Menetekel sind die nur 5 – 10 Jahre alten großen Windparks in USA mit ihren **massenhaften Ruinen** .

Einfache Maschinen mit sog. „Stall“ Prinzip – sterben aus

Das wegen langjährigem Tag- und Nacht-Dauerbetrieb (10 hoch 9 Lastwechsel!) angestrebte einfachste Konstruktionsprinzip hat **starre Blätter am dreiflügeligen Rotor**. Es wird gelegentlich das "Dänische Konzept" genannt und hat weltweit Verbreitung gefunden, vor allem durch Windenergie-Förderung der USA in den 80er Jahren.



Stall – Anlage, Gondel

Der langsam drehende Rotor treibt hier über ein mehrstufiges Getriebe mit konstanter Drehzahl einen Asynchrongenerator an, der über einen Trafo mit dem Stromnetz gekoppelt ist. Bei hohen Windgeschwindigkeiten über 18 m/sec wird die Leistung der Anlage begrenzt durch Ablösen der Luftströmung am Rotorblatt (Stalleffekt).

Durch die direkte Kopplung des mit umschaltbar 1000 oder 1500 Upm drehenden Generators ist bisherigen Windenergieanlagen eine von der Netzfrequenz 50 oder 60 Hertz abhängige, **konstante Drehzahl** vorgegeben. Rotoren mit 60 mtr. Dmr drehen hier mit abwechselnd 11 oder 16 UpM. Sie laufen aber erst ab ca. 3-4 m/sec, denn langsamere Winde führen keine nennenswerte Energie und wechseln auch ständig die Richtung. Die Leistungsausbeute steigt mit der 3. Potenz der Windgeschwindigkeit.

Pitch – Maschinen effektiver

In den 90er Jahren haben sich diese von früher bekannten effektiveren aber auch komplizierteren Konzepte etabliert infolge gestiegener Marktanforderungen und inzwischen verbesserter Technologien. Um ihre Längsachse verstellbare Rotorblätter ermöglichen eine aktive automatisch gesteuerte Beeinflussung der Leistungsaufnahme (Pitch- Regelung und „Aktiv-Stall“). Computergesteuert wird der Blatt - Anstellwinkel höheren Windgeschwindigkeiten angepasst, um eine Überlastung des Generators und Überdrehzahl zu meiden.

Dies führt gegenüber einer Stall- Regelung zu geringeren Belastungen der Hauptkomponenten. Vor allem daher können Fundament, Turm, und Rotor können leichter und damit kostengünstiger gebaut werden. Bei den neuen Megawatt Anlagen ist dies essentiell.

Die Blattverstellung wird auch zum Stoppen der Anlage genutzt, indem die Blätter aus dem Wind in Mittenstellung gedreht werden. Dadurch entfällt die bei Stall- Maschinen notwendige teure Blattspitzenbremse und die verschleißende Scheibenbremse auf der schnelllaufenden Getriebewelle zum Generator wird entlastet oder kann wesentlich kleiner dimensioniert werden.

Wichtig ist, dass die moderne Pitchregelung bei großen Anlagen nicht nur eine Gewichts- und Kostenminderung ermöglicht, sondern auch höhere Effektivität durch längere Blätter bewirkt.

Manche Hersteller bieten ihre Maschinen heute an mit normalen – und für windschwächere Standorte – mit 10% längeren Blättern. (bei 1,5 MW von 66 m bis 82 m Durchmesser)

Zukunftsmaschinen werden mit verlängerten Flügeln und sensibler Steuerung beides in einem haben und 2 – 4 MW leisten, denn auch an windreichen Standorten herrschen ebenso häufig sanftere Winde mit 5 – 10 m/sec, die so voll genutzt werden können. Diese größeren und modernen Maschinen werden im Binnenland die seitherigen - meist für windstarke Küstenbereiche gebauten kleineren Anlagen von 0,5 – 1,5 MW – in der spezifischen Leistung um 10% – 30% übertreffen. Anzustreben sind auch viel einfachere und **hoch zuverlässige** Maschinen die dann auch erheblich rentabler arbeiten, um echt und ohne Subventionen mit konventioneller Stromerzeugung konkurrieren zu können

Zusätzlich drehzahlvariable Anlagen kombiniert mit Blattverstellung bringen gegenüber alten Anlagen 3 – 5 % Leistungssteigerung und eine besonders gute Netzverträglichkeit. Sie sind zudem Voraussetzung dafür, dass große Anlagen Gewicht sparer gebaut und die Rotordurchmesser vergrößert werden können.

Die Entkopplung des Generators von der festen Frequenz des Stromnetzes ermöglicht moderne Leistungselektronik. Durch die variable Drehzahl von (je nach Größe) ca. 5 – 30 rpm des Rotors erzeugt der Generator Strom mit drehzahlabhängigen Frequenzen. Dieser elektrische Strom wird (z. B. Enercon) zunächst oben in der Gondel gleichgerichtet und danach über einen Wechselrichter im Turmfuß auf die zur Einspeisung in das öffentliche Stromnetz erforderliche Frequenz umgewandelt.

Mit ähnlicher Wirkung und etwas geringerer Drehzahlvarianz werden auch andere elektrische Lösungen angeboten. Hier können Windböen durch eine kurzzeitige Drehzahlerhöhung für vorübergehende Energiespeicherung im bis 40 to schweren Rotor ausgenutzt werden.

Die Drehzahl des Rotors kann dann auch gesteuert angepasst werden zur Begrenzung der Schallemission oder besseren Nutzung verschiedener Windgeschwindigkeiten, wodurch sich der

Wirkungsgrad und die Akzeptanz der Windenergieanlage vor allem im dichter besiedelten Binnenland weiter erhöht. Für Offshore sind etwas lautere aber billiger Zweiflügler im Kommen.

Getriebelose Maschinen (Direct Drive)

Ein direkt mit dem Rotor der Windenergieanlage verbundener Ringgenerator (Enercon, Lagerwey) ermöglicht es, auf ein Getriebe zu verzichten. Bei dem Generator handelt es sich um eine speziell für diese Anwendung konstruierte vielpolige Synchronmaschine. Als Vorteil gilt ein wartungsarmer Betrieb und Langlebigkeit durch den Wegfall schnell drehender Maschinenkomponenten, welche die Haupt- Ausfallursachen bilden.

Heute wird bei modernen Windenergieanlagen sowohl das mechanisch besonders einfache aber noch relativ teure DD - Prinzip "Getriebelose Anlage" (ENERCON) wie auch das Konstruktionsprinzip "Standardgenerator und Getriebe" eingesetzt.



Demnächst kommen auch mit **Permanent – Magneten** (PMG) ausgestattete, noch wesentlich einfachere Generatoren auf den Markt. Beispiele sind die bei Prof. Klinger an der FH Saarbrücken entstandene Prototypen „Genesys“ und die seit Okt. 2003 als Prototyp laufende „VENSYS“ Windturbine.

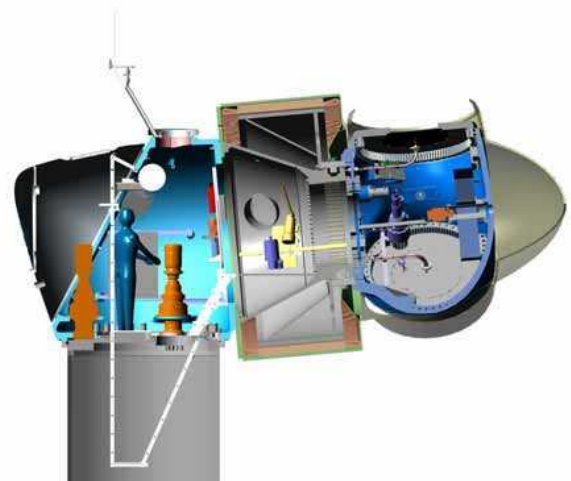
Serienbeginn ist bei FA. Winwind OY Finnland mit dem sog. Multibrid System. (<http://www.winwind.fi>). Dort wird vor den PMG von ABB ein **Planetengetriebe mit einer Stufe** vorgeschaltet um Gewicht zu sparen. Die so von Pfeiderer Konstruktion für Offshore geplante 5 MW –Konstruktion ist inzwischen an einen Parkentwickler verkauft worden. (<http://www.pfeiderer-wind.com/dt/02tech/03.htm>)



Zephyros LW 72

Permanent Magnet Generator (PMG) **ohne** Getriebe (DD) bietet die sog „Zephyros“ LW 72, ausgerüstet mit ABB Generator auf 4000 kV Niveau und ABB Leistungselektronik. Sie wurde von der inzwischen insolventen Fa. Lagerwey aufgebaut, läuft erfolgreich direkt an der Kanalküste nahe Rotterdam und soll bis Ende 2004 auch für Offshorebetrieb zertifiziert sein. (<http://www.zephyros.com>)

Diese Technologie bringt eine weitere Vereinfachung auf Basis der heute bei Aufzugsmotoren schon selbstverständlichen Permanentmagnet Technik – aber auch eine Menge noch zu lösender Detailprobleme. Bis zur Serienfertigung liegen allerdings heute die Kosten noch zu hoch.



Binnenland- Maschinen für windschwache Standorte

Die **Nabenhöhe** wird hier vergrößert auf mindestens ca. 1,5 x Rotordurchmesser. Relativ zur bisherigen Standardauslegung wird hier bei gleicher Nennleistung der Rotordurchmesser um 10 – 20 % vergrößert. Bei 1,5 MW werden dann im Binnenland 77 oder 82 m Rotoren auf mindestens 100 m NH eingesetzt, die für Windklasse 2, also bis max. 7,5 m/s die Jahresdurchschnitts- Windgeschwindigkeit passen und im Binnenland größere Windausbeute ermöglichen.

Sie erreichen ihre Nennleistung schon bei 10 – 11 m/ sec. Dies erfordert jedoch für starke Winde eine Begrenzung der frontalen Windlast – die bei Nennlast am größten ist - durch schnelles oder sogar sektorales Verdrehen (Pitchen) der Blätter. Hier wird durch zurückpitschen und **intelligente Betriebsführung** die beim Durchfahren des Nennwinds höchste strukturelle in Achsrichtung wirkende Spitzenlast je nach Wind - Häufigkeit mehr oder weniger stark verringert.

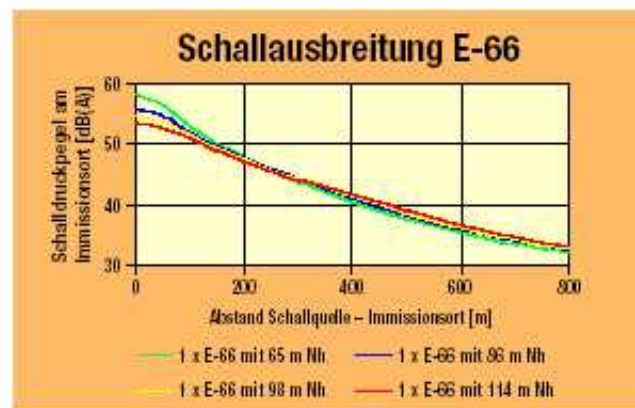
Dadurch bedingte geringe Leistungsverluste werden überkompensiert durch die so anwendbaren größeren Rotordurchmesser, welche die häufigen schwachen Winde besser nutzen bei zu schonendem – eher zu vermeidendem - Getriebestrang. Bei den meist nur kurzfristigen starken Winden mit 18 – 30 m/sec müssen sie stark zurück pitschend weiter drehen bei temporär zurückgenommener Drehzahl und Leistung.

NEG Micon hat mit der NM 82 in 2003 eine typische Binnenlandmaschine auf den Markt gebracht. Bei 1,5 MW Nennleistung hat sie 82 m Rotordurchmesser und 108 m Nabenhöhe auf Stahlurm. Active Stall erlaubt zwar hier schnelle aerodyn. Leistungsregelung, vermeidet jedoch nicht hohe Turmlasten und hat häufige Stop Phasen bei stärker werdenden Winden. Traditionelle Anlagen – vor allem Stallmaschinen – schaffen ihre Nennleistung erst bei ca. 15 m/sec.

Schallemission

Durch moderne Aerodynamik und Begrenzung der Blattspitzen - Geschwindigkeit sind heutige Maschinen sehr umweltverträglich geworden. Sie lassen sich sogar emissionsgesteuert mit temporär fern - regelbarer Drehzahl individuellen Situationen anpassen. Enercon bringt in 2005 mit dem neuen E 4 Rotorblatt - Design eine weitere Verbesserung (s.u.).

Elastische Getriebelagerung und Lärm mindernde Auskleidung des Maschinenhauses sind bei modernen Großmaschinen Standard. Verringerung der Abstrahlung von Getriebelärm und Körperschall wird durch Betontürme erreicht. Jede Maschine wird bei der Typprüfung vermessen und nur zugelassen, wenn sie die gesetzlichen Lärmgrenzen nicht überschreitet. Die Baugenehmigung wird nur erteilt wenn in naheliegenden Wohngebieten 45 dBA (nachts 35) Lärmeinfall nicht überschritten wird. Auch Fragen bezüglich des unhörbaren niederfrequenten Infraschalls (< 20 Hz) wurden befriedigend gelöst.



Vergleich der Schalldruckpegel der E-66 für verschiedene Nabenhöhen (Berechnung nach DIN ISO 9613-2). Referenz: Schalleistungspegel für 95 % der Nennleistung: Schalleistungspegel einer E-66: LWA = 103,0 dB(A).

Türme mit über 100 m Höhe

Nur bei unverwirbeltem Wind auf See oder im Flachland sollten niedrigere Türme mit einem Verhältnis von 1,2 der Nabenhöhe zu Rotordurchmesser verwendet werden. Die Nabenhöhe sollte jedoch im Binnenland und bei großen Rotoren mit über 60 m mindestens den 1,5 – 1,7 fachen Rotordurchmesser erreichen, also 100 m und mehr. Besonders das den Wind stark verwirbelnde Landschaftsprofil des Binnenlandes verlangt nach höheren Türmen als bisher.

Nachweislich kann im Bereich 60 – 100 m eine Erhöhung der Nabenhöhe um einen Meter ca. 1 % jährliche Ertragsteigerung auch im Flachland bringen. Dafür ist je nach Höhen- Windprofil und Turmkosten ein örtliches Optimum zu finden – aber die vielerorts unsinnige Begrenzung auf 100 m Gesamthöhe bremst das. Neuerdings will die Fuhrländer AG in 2004 eine 2,5 MW große Windturbine auf einem SEEBA - Gitterturm mit 160 NH errichten. Eingebaute Kraneinrichtung erlaubt hier Austausch

wichtiger Komponenten ohne teuren Autokran. Auf 100 m NH kostet vergleichsweise ein Tauschgetriebe 180 – 250 Tausend Euro.

Die mit jetzt 70 bis 90 mtr Durchmesser immer größer werdenden Rotoren sollten für gute Windausbeute in parallelem Wind laufen und erfordern daher grundsätzlich mindestens 100 mtr. hohe Türme. Von Behörden heute oft noch auf 65 mtr. Nabenhöhe erzwungene Türme führen zu einer Vergeudung der teuren Maschineninvestitionen. Die von 65 auf 100 mtr. höheren Turm- Kosten von ca. € 200.000,- - **amortisieren sich so an windstarken Standorten binnen ca. 4 – 8 Jahren**. Auch hier hat Enercon mit dem 114 m Betonturm früher „begriffen“ als der Rest der Welt.

Heute werden noch vorwiegend **Stahlrohrtürme** verwendet. Um auch bei großen Nabenhöhen über 100 mtr. noch im Schwingungsverhalten möglichst noch unterkritisch zu bleiben werden neuerdings von ENERCON und WINTUS **Beton- Türme** angeboten, die wegen der hohen dynamischen Belastung und zur Gewichtsersparnis aus vorgespanntem und damit rissfreiem Ortbeton hergestellt werden. Enercon bietet sogar in Beton - Segmenten und - Ringen vorgefertigte Betontürme mit 114 m NH, die nach Montage auch vorgespannt werden und eine weitgehend Wetter unabhängige Montage erlauben.

Hier gibt es bei 100 bis 140 m Nabenhöhe mit 7 - 10 mtr. Fußdurchmesser auch genug Platz, um den Transformator im Turm brandsicher einzubauen.

Relativ kostengünstiger sind bei über ca. 100 m NH die sogenannten **Hybridtürme**. Sie werden auf 30 – 50 m Höhe aus vorgespanntem Beton gebaut und dann darüber wie üblich Stahlrohr Turmstücke geflanscht. Letztere können einschließlich Windturbine mit einem großen Kran an einem Tag montiert werden.

Gittertürme mit günstigen Anschaffungskosten

Neuerdings gewinnen **Gittertürme** wieder an Bedeutung. Sie werden bei über 100 mtr. Höhe auch wesentlich kostengünstiger. Aus der Ferne fallen sie weniger auf. Feuerverzinkung der Stahlprofile und hochfeste Schrauben machen sie langzeitfest. Sie bieten auch Kosten- Vorteile im Transport, lokaler Herstellung und leichtere Montage. Allerdings kann Vereisung die Maschine unzugänglich machen und so zu Ausfällen führen. Darüber hinaus sind sie auch Sabotage gefährdet. Deshalb ist ihr Einsatz gelegentlich umstritten.

Hier im Bild sind WT mit 77 m Rotoren auf Gittertürmen mit 112 m NH. Niedriger sollten die überhaupt nicht gebaut werden wegen gleichmäßigerer Flügelbelastung, wirbelfreieren Winden und pro m Höhe ca 1% mehr Jahresertrag. Alles was niedriger ist sind „Krüppel“ !

Einfache **elektrische Aufzüge** als Aufstiegshilfen für das Service Personal werden bei Turmhöhen über 60 mtr. zunehmend neben oder an traditionellen Leitern im Turminneren eingebaut.



Rotorblätter

Große Fortschritte wurden seit dem Erfolgsweg des „dänischen Konzeptes“ bei der Entwicklung schalloptimierter Rotorblätter mit hohem aerodynamischen Wirkungsgrad erzielt. Es handelt sich hierbei um dauerhafteste Leichtbauteile aus



glasfaserverstärktem Verbundwerkstoff.



Weitere Besserung in Lärmemission und ca. 10 % höhere Effizienz bringt hier das 2004 auf den Markt gekommene neue Enercon-Blatt E 4 mit größerer Blattbreite im Innenbereich, neuem lärmreduzierendem Winglet und vermutlich Laminarprofil im äußeren Bereich. (s. Photo von einer E 30 links)

Die **Lebensdauer heutiger Blätter** von guten Herstellern werden mit mindestens 20 Jahren veranschlagt – wie auch alle übrigen wichtigen Komponenten moderner Windturbinen. Dies entspricht hier zwingend 200 000 Volllaststunden und Dauerfestigkeit bei 10 hoch 8 Lastwechseln aller dynamisch beanspruchten Teile.

Die Rotorblätter sind eigentlich hinsichtlich Lebensdauer weit überdimensioniert weil sie biegesteif genug dimensioniert sein müssen, um in luvseitiger Anordnung bei Durchbiegung unter starken Windböen nicht die Türme zu streifen. Die Optimierung der heutigen Maschinen favorisiert daher künftig wohl auch wieder Leeläufer.

Energieausbeute und Leistung

Die in der Maschine steckende **Energiebilanz** ist bei Windenergieanlagen ausgesprochen gut: An günstigen Standorten im Binnenland erzeugen die Anlagen in weniger als sechs Monaten die Energiemenge, welche zu ihrer Herstellung benötigt wurde. Bei Solarzellen ist diese Bilanz negativ.

Grundsätzlich können nach dem Betz'schen Gesetz Windanlagen maximal 60% der im Wind steckenden Energie nutzen.

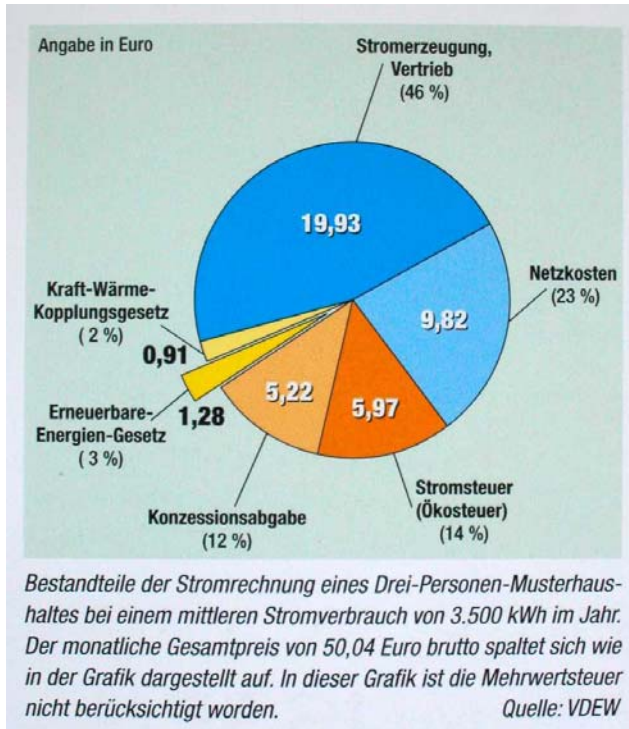
Im Binnenland mit durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten von weniger als 7 m/sec in Nabenhöhe liegt darüber hinaus die **Kapazitätsauslastung auch bei modernen Turbinen unter 20%** der möglichen theoretischen Volleistung bei ständiger Nutzung der installierten Nennleistung über die **8760 Jahresstunden**. An besonders windreichen Orten mit 9 – 10 m/s Jahres Windgeschwindigkeit werden Kapazitätsfaktoren von 40 – 50% erreicht, also 3500 – 4000 Volllaststunden. Dies bringt bei modernen Anlagen mit 20 jähriger kalkulatorischer Lebensdauer **Produktionskosten** von 0,03 – 0,05 Euros / kWh. Das ist weniger als bei den heutigen hohen Ölpreisen üblich für Diesel- oder Ölgeneratoren (Gibraltar, Hawaii).

Sandortqualität entscheidend!

Die von einer modernen Drehzahl – und pitchgeregelten Anlage **pro qm Rotorfläche erzielte Arbeit als kWh** - Ergebnisse pro Jahr ist die entscheidende Kenngröße für den Wert des Standortes bzw. der Investition und langfristigen Wirtschaftlichkeit. An windstarken Standorten wie Tarifa/Spanien werden **mit modernen WT bis 2000 kWh/qm/a** erreicht; mit 5 Jahre alten kleineren Maschinen ca. 1200; bei windschwachen Orten in Baden-Württemberg (SWP) auch mit modernen Enercon E 66 – 1,5 MW nur 700 kWh/qm/a oder 1300 Volllaststunden. An windreichen Standorten bringt diese Maschine bis zum dreifachen Wert.

Alternativ wird zur Standortqualifizierung auch die Zahl der Volllaststunden angegeben. Gute Standorte bringen aus 8760 Jahresstunden etwa 3000 Volllaststunden. Die für Binnenland und schwächere Winde bis Windklasse 2 um 20 % Rotorfläche vergrößerte Turbinenflügel erreichen am gleichen Standort etwa 10 - 15 % mehr.

Im Bundesdurchschnitt des Jahres 2001 beträgt die installierte Leistung ca. 0,4 kW/qm. Wegen der Tendenz zu spezifisch rel. großen Rotordurchmessern – insbesondere für windschwache Standorte – sinkt dieser Wert (bei ENRON oder Jacobs MD 77 nur 0.33 kW/qm)



Einspeisevergütung und Kosten

Derzeit sind weltweit die Einspeisevergütungen mit 4 – 10 Cts/kWh noch sehr unterschiedlich. Das 1991 in Kraft getretene Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz wurde zur Initialzündung für einen beispiellosen Aufschwung der Windenergienutzung in Deutschland. Dieses Bundesgesetz verpflichtet die Energie Versorgungsunternehmen zur Abnahme des Stromes aus erneuerbaren Energien und legt eine Mindestvergütung fest.

Im April 2000 wurde in Deutschland das "Erneuerbare-Energie-Gesetz" (EEG) verabschiedet und letztlich im März 2001 vom europäischen Gerichtshof bestätigt. Das Gesetz regelt die Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen über einen Zeitraum von 20 Jahren und sieht eine gestaffelte Vergütung vor. Die Vergütung beträgt in der Anfangszeit 0,0910 Euro pro kWh (17,8 Pf/kWh) und in der Folgezeit 0,0619 Euro pro kWh (12,1 Pf/kWh) nach Überschreiten des sog. Referenzertrages. Die höhere Vergütung ist von den Windverhältnissen am Standort und vom Anlagentyp abhängig.

Der **Referenzertrag in Mio kWh** wird für jede Anlage bei der vorgeschriebenen Typprüfung ermittelt und offiziell festgelegt.

Der **Referenzertrag in Mio kWh** wird für jede Anlage bei der vorgeschriebenen Typprüfung ermittelt und offiziell festgelegt.

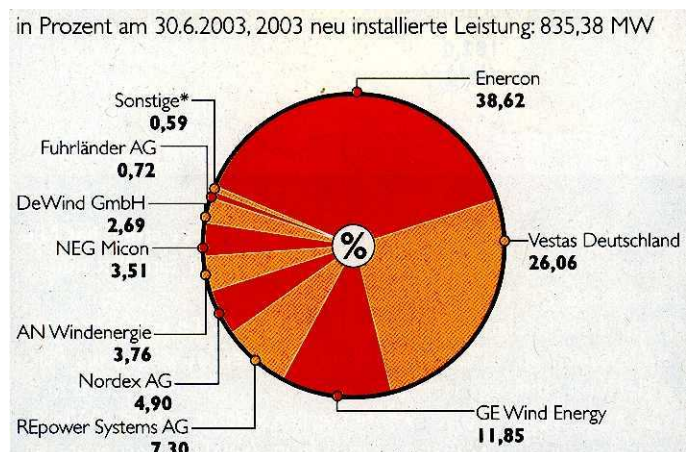
Zur Ermittlung der hoch vergüteten Laufzeit wird in den ersten fünf Betriebsjahren der neuen Anlage ein Vergleich zu dem **Referenzertrag** an einem definierten Standort mit festgelegten Eigenschaften durchgeführt. An diesem Referenzstandort herrscht mittlere Windgeschwindigkeit 5,5 m/s in 30 m Nabenhöhe bei einer Rauigkeitsklasse von 1 (ohne Windverwirbelung).

Für jede 0,75 % des Referenzertrages, um den der tatsächliche Ertrag am neuen Standort 150 % des Referenzertrages unterschreitet, verlängert sich der Zeitraum der höheren Vergütung um zwei Monate. Dies führt in schwachen Binnenland Standorten mit in der Regel weniger als 20% Kapazitätsnutzung der Maschine zu 20 – 25 Jahren mit hoher Vergütung. Windstarke Standorte mit über 7 m/sec durchschnittlicher Windgeschwindigkeit ergeben auch bei geringerer Vergütung noch rentablen Betrieb.

Die Hersteller und der Markt

In- und ausländische Firmen haben mit den damit geschaffenen Marktchancen und daraus gefolgten Stückzahlen große Fortschritte bei der Entwicklung zuverlässiger, effizienter und wartungsarmer Windenergieanlagen erzielt. Die Kosten pro kW Nennleistung sind seit 1990 auf 40% gefallen (Listenpreise ca. € 1000 pro MW Nennleistung) und in der weiter stürmisch aufstrebenden Industrie sind über 30 000 Arbeitsplätze geschaffen worden.

Davor lagen – aus Anlass wechselnder Förderung – in den USA blühende und auch sehr schwierige Jahre, die auch heute



führende Hersteller wie VESTAS, MICON, TACKE etc. vorübergehend in Schwierigkeiten brachten und manche Hersteller vom Markt verschwinden ließen. Heute ist dies wieder eine der wachstumsstärksten Branchen.

Globaler Marktführer ist derzeit VESTAS. Der deutsche Hersteller ENERCON hält hierzulande mit über 40% Marktanteil die Führungsposition und liegt weltweit jetzt an der zweiten Stelle infolge seiner getriebelosen und zukunftsweisenden Technik. Immer mehr findet offenbar deren meist höhere Verfügbarkeit und guter Service Anerkennung. Dies legt den Schluss nahe, dass in wenigen Jahren vorwiegend DD- Maschinen angeschafft werden.

Wie rentiert sich eine WT- Investition über 20 Jahre?

Man bezahlt als Investor heute in € ca.0.76 – 0,87 (Performance – Investitions Faktor **PIF**) mal die Zahl der jährlich erzeugten und eingespeisten kWh. Bringt eine Anlage echt jährliche Einspeiseerlöse für 1 Mio. kWh dann fordert der Markt etwa € 0,7 – 0,8 Mio. für das schlüsselfertige Objekt. Tendenz steigend. Eine 3 Mio KWH p.a. bringende Anlage mit 1,5 MW Nennleistung kostet also ca. 2,4 Mio €

Wer einen **Standort nicht von Grund** auf selbst sucht und bis zur Baufreigabe entwickelt, zahlt hier im Kaufpreis der betriebsfertig vom Sachverständigen abgenommenen Anlage im Grunde die zu erzielende Rendite.

An windreichen Standorten bringen Anlagen mehr Ertrag und sind damit teurer. Hier verdient der Entwickler dem Risiko entsprechend das Geld vorab oder der Grundbesitzer erhält eine hohe Vergütung.



Montage der 3 NEG 1000kW für Windwin im Schwarzwald nördlich von St. Peter Nov. 2000 (www.windwin.de)

Der Investor kann seine Rendite evtl. auch verbessern durch Ausnutzung steuerlicher Möglichkeiten, niedriger Kosten für Finanzierung, und ebenfalls niedriger Kosten für Betrieb und Verwaltung. Allgemein errechnet sich der **Gestehungspreis einer fertigen Anlage** indem man den Hersteller - Listenpreis der Maschine je nach Schwierigkeitsgrad der Standortentwicklung mit 1,4 – 1,6 multipliziert.

Eine Anlage, die 2 Mio. kWh Jahresertrag bringt und einen Herstellerpreis von ca. 1,12 Mio. € hat, wie die 1000 KW leistende NEG Micon bei SWP (Schwarzwald Windpark Platte

im Simonswald), darf im Normalfall höchstens ca. 1,64 Mio. € kosten. Allerdings können erhebliche Zusatzkosten entstehen wegen Verzögerungen bei Baugenehmigung, schwierigere Zuwegung, Transport und Montage der schweren Teile bei den bis 100 mtr. hohen Türmen, teure Netzanbindung mit Trafostationen etc. Bei SWP brauchte es **5 Jahre** vom Pachtvertrag für das Grundstück bis zur funktionierenden Übergabe an den Investor.

Bei Pif 1,5 ergeben sich für das eingesetzte Eigenkapital (in der Regel 20% der Investitionssumme) über 20 Jahre und individuell - steuerlicher Optimierung **Bruttorenditen** von ca. 8 -10% je nach laufenden Betriebs-, Finanzierungs- und Nebenkosten bzw. Bewertung des Restwertes der Anlage (ca. 20 – 30% des Kaufpreises).

Die laufenden Kosten einer WKA setzen sich zusammen aus fixen und variablen Kosten und liegen außer dem Kapitaldienst bei ca. 15 - 20 % der Einspeisevergütung. Einzelne Hersteller wie ENERCON bieten für 1 Cent. pro kWh der erzielten Einspeisevergütung (von 9,1 Cents also ca. 13%) ein Sorglospaket, das alles an Reparatur und Service enthält einschließlich 97% Verfügbarkeitsgarantie – außer Versicherung.

Bei guter Brutto - Rendite und der gesetzlichen 16 Jahre AfA ergeben sich normalerweise **keine Verlustzuweisungen** zur Steuerminderung aus anderweitigen Gewinnen. Degressive Abschreibung kann nur dann zu vorübergehenden Verlusten führen, wenn – entweder der Kaufpreis zu hoch – oder die Energie Erträge zu niedrig sind. Von solchen Geschäften sollte man die Finger lassen.

Staatliche Subventionen gibt es heute **nicht mehr**, sondern nur die in Relation zu sonstigen Energiebeschaffungskosten teilweise „überhöhte“ Einspeisevergütung. Werden bei konventionellen Energien die verborgenen Kosten mitgerechnet dann kann gelegentlich die Windkraft sogar preisgünstiger werden.

Trotz hoher Preise kann die Investition in Windenergie für den einzelnen Investor vergleichbar zu Kapitalanlagen rentabel und auch als Altersvorsorge interessant sein. Dies erfordert Einbezug seiner steuerlichen Situation, Nutzung günstiger Finanzierung und bei Tilgungsfonds auch steuerfreie Zinsen auf Erträge bei Lebensversicherungen.

Finanzierung

Zinsgünstige Umweltkredite mit 5,5% oder (kursriskante) Yen oder SFR Kredite mit nur 0,5 bzw. 2 % Zins erlauben einen weiteren Leverage Effekt, der die **Rentabilität des eingesetzten Eigenkapitals** (20 – 30% je nach Bonität des Investors) weiter erheblich steigen lassen kann. Kunden mit guter Bonität können mit 20% Eigenkapitalanteil über 16-20 Jahre mit Bankkredit finanzieren. Es soll auch Firmen geben, die bei guten Winden mit nur 10 % oder fast Null Eigenkapitalanteil in WT investieren. Das sind dann windige Geschäfte – sogenannte „VA BANQUE Spiele“.

Kredite werden abgesichert durch Übertragung aller Rechte an der Anlage und den Einspeisevergütungen an die Bank. Sie verlangt darüber hinaus oft noch weitere Garantien.

Abgesehen von üblichen Anuitäten- Regelungen können dann Voll – Kredite genommen und erst am Ende der Laufzeit von 16-20 Jahre zurückgezahlt werden durch parallele Führung von sog. **Tilgungsfonds**. Hierfür eignen sich Lebensversicherungsmodelle oder gut rentierende Internationale Anlagefonds. Hier kann z. B von Kunden mit guter Bonität die Anlage voll beliehen werden und nach 16 oder 20 Jahren der volle Kredit zurückgezahlt werden aus einem angewachsenen Tilgungsfonds guter internationaler Value Funds, die bei simultaner Anlage von 20 – 25 % der Investitionssumme (als quasi EK) binnen 20 Jahren mit bescheidener 8,5% Verzinsung zur vollen Investitionssumme führt – nach Erfahrung der letzten 30 Jahre sogar wesentlich schneller.

Vergleich zu anderen Kapitalanlagen

Die Wertsteigerung von Einlagen in gute internationale Investmentfonds – insbesondere sog. Value Funds wie z. B. **Templeton Growth Fund** - erreichen zum JE 2001 über die davor liegenden 30 Jahre eine Performance vor Steuern von 14 – 15 % p. a. (Jahre 1970 - 2001) erbracht, Nachsteuern noch 12,5%.

Einzelne Jahre können hier vorübergehend auch Wertminderungen und Verluste bringen, wie gerade in 2000 und 2001 insbesondere bei Aktien und normalen Fondsanlagen zu erkennen. Demgegenüber schwanken die jährlichen Renditen von Windanlagen nur mit max. ca. 20%, haben also nie negative Jahresergebnisse. Allerdings ist ihre langfristige Wertsteigerung auch eher bescheiden.

Rechnet man die Wertsteigerung der Kapitalanlage des Endinvestors für eine Windbeteiligung, die nach 20 Jahren eine Gesamtausschüttung von 260 % verspricht, dann ergibt sich eine jährliche Verzinsung von nur 3,4% - und bei jährlicher Wiederanlage der Ausschüttungen mit 5 % eine Wertentwicklung der Einlage über 20 Jahre von ca 6%. Bei den sichtbaren Risiken ist dies nur zu verantworten bei erstklassigen Fabrikaten gesunder Hersteller mit langfristig garantierten Wartungs- und Reparaturkosten.

Bild → Windmüller Karl Schlecht vor seinen Ende 2001 fertig gekauften drei Turbinen im Schwarzwald nördlich von St. Peter mit je 1000 KW, 60 Meter Rotordurchmesser und 70 mtr. hohem Turm. Die NEG Maschinen haben leider noch im Winkel fest eingestellte „Stall“ Flügel. An dem Standort zuvor wurde 5 Jahre lang um die Genehmigung gekämpft. Die hier



leider auf 100 m NH begrenzten WT leiden unter Verlusten wegen turbulenten Winden, Wald Abschattung und der auf 1020 m über NN um 7,5% geringeren Leistung. Um 10% längere und pitchende Blätter und 50 % größere Nabhöhen wären hier richtig. (s. www.windwin.de) Anstelle der mit Gutachten gesicherten und bei Kauf pro Anlage zugesagten 1,9 Mio. kWh (SOWITEC / Finsco) bringen sie leider über 3 Jahre nur je 1,3 mio, also 25% weniger! Sie sind also nicht rentabel – wie die meisten im Schwarzwald gebauten WT.

Investition in Windkraft kann trotz aller Problem und Risiken **für viele Freunde erneuerbarer Energien beruhigender** und emotional befriedigender sein als Kapitalanlagen. Investments in Wind können zur Risikominderung mit 50% wertorientierten Aktienfonds beigemischt werden, um sie weniger volatil zu machen. Viele – auch gemischte - Kapital Fonds haben nämlich in 2000 und 2001 ein stark negatives Ergebnis gebracht.

Guten Gewissens können also gute Windkraftanlagen nur als ideell getragene Beimischung zu langfristigen Vermögensanlagen empfohlen werden. Nur kurzfristig wirksame Steuervorteile sollten den Blick für langfristig (20 Jahre !) gute Kapitalanlagen nicht trüben. Ein Anteil von 20 – 30 % im Portfolio der persönlichen Vermögensanlage sind jedenfalls auch ein Beitrag zur sauberen Umwelt, wenn man hässliche Verspargelung der Landschaft vermeidet und an windreichen Standorten bauen darf.

Investitionen in regenerative Energien – besonders auch die seit 2004 aufgrund des neuen EEG eher besser rentierende Photovoltaik - fördern damit auch ein **gutes Gewissen gegenüber unseren Kindern – und machen als faszinierende naturverbundene Maschinen Freude** (wenn man die damit leider auch verbundenen Probleme vergessen kann) !.

Dipl. Ing. Karl Schlecht

GF von, Windwin KG, Wintus GmbH und Wintus Iberica

Stifter des Lehrstuhls Windenergie and der Universität Stuttgart <http://www.wintus.org/de/unternehmen/uni-s.asp>

Weiterführende Informationen:

www.windpower.dk/tour/index.htm <http://www.wind-energie.de/>

<http://www.wind-energie.de/informationen/informationen.htm>