





## Teil 5



Horns Rev, 24 Kilometer vor der dänischen Küste, Inbetriebnahme Dezember 2002, Strom für 300'000 Einwohner. Bild (und vorhergehende Seite): Eltra.

Billiger und friedlicher als Erdöl:

# Windenergie

«Large wind turbines are the first industrialized renewable energy technology to be priced competitively with coal and natural gas-fueled turbines for utility-scale power generation.

...The kicker is that the resource, wind, has no price volatility.

...Large wind projects begin delivering returns within a year of financing.»

**Oil & Gas Journal 24. Januar 2003**

«Offshore wind has the potential to be the most benign form of energy generation as long as it is rolled out in an intelligent and sensitive way.»

Graham Wynne von der **Royal Society for the Protection of Birds (RSTB)**.

Windkraft ist die am schnellsten wachsende Energieerzeugungsart der Welt. Sie ist in der Lage, auf allen Kontinenten der Erde den aktuellen Energieverbrauch mehrfach bereitzustellen.

Neue Windkraftwerke sind heute deutlich billiger als neue Atom- und Kohlekraftwerke. Der Erfolg des Windstroms hängt ab von den Spielregeln im Stromnetz und von der zonenrechtlichen Ausscheidung angemessener Nutzungsgebiete.

Windkraft braucht erstaunlich wenig Platz. Auf weniger als 1% der Fläche Europas und seiner nutzbaren Meere lässt sich rechnerisch der gesamte Stromverbrauch des Kontinents herstellen. Der Handlungsspielraum ist gross.

## Inhalt Teil 5

1.	Ein Riese entsteht	119
2.	Weshalb dieser Boom?	121
3.	Kostenentwicklung: minus 7% in drei Jahren	123
4.	Am Anfang braucht's Kapital, dann wird's billig	125
5.	Mehr Versorgungssicherheit im kontinentalen Stromverbund	127
6.	Riesige Potentiale in und ausserhalb Europas	129
7.	Nord- und Ostsee: Genug Windstrom für ganz Europa	131
8.	«Sandbank 24»: Strom für 12 Millionen Menschen	133
9.	Stromübertragung: keine Hexerei	135
10.	Und wenn der Wind nicht bläst?	137
11.	Wie wird der Windstrom anderswo vergütet?	139
12.	Einspeisevergütungen arbeiten am besten	141

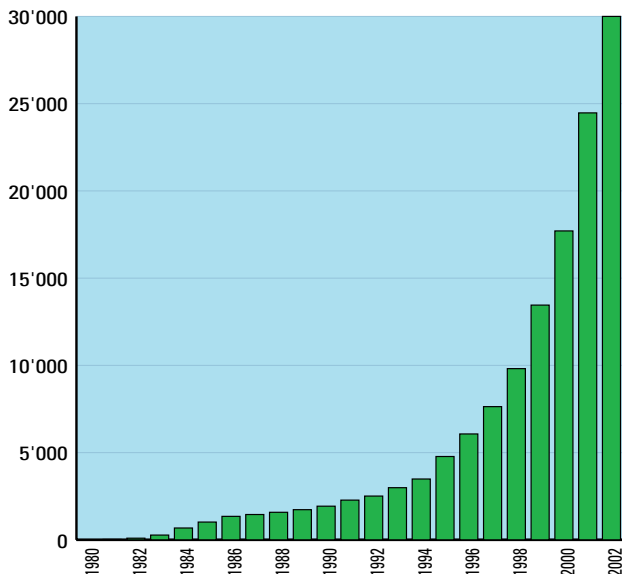
**1 Turbine: Strom für 5–10'000 Haushalte**



5.1 Dieser 4,5 MW-Prototyp des deutschen Herstellers Enercon liefert an einem Standort in der Nord- oder Ostsee Strom für 5–10'000 Haushalte und kann damit eine Kleinstadt mit Strom versorgen.

**Installierte Windkraft weltweit in Megawatt**

1980 – 2002



5.2 Seit 1990 wuchs die Leistung von Windkraftanlagen (WKA) jährlich durchschnittlich um 28%.  
 Daten: Worldwatch Institute<sup>2</sup>, Windpower Monthly Magazine, div. Jahrgänge

## 1. Ein Riese entsteht

Wer hätte gedacht, dass die Erfindung des dänischen Gymnasiallehrers Poul la Cour eines Tages die Stromversorgung der Weltbevölkerung revolutionieren könnte? La Cour war es, der 1891 nicht nur als einer der ersten Windstrom erzeugte, sondern diesen Strom, um seine Schule auch in windstillen Zeiten zu beleuchten, gleich in Form von Wasserstoff speicherte!

La Cours Windräder lösten einen kleinen Boom aus. Bis zum 1. Weltkrieg wurden Dutzende von Kleinanlagen mit 25 kW Leistung und einem Rotordurchmesser von etwa 10 Meter in Dänemark gebaut. Doch nach 1918 wurde die Windtechnik vom Kohlestrom verdrängt und geriet nahezu in Vergessenheit. Erst 1973, als hohe Ölpreise die Konsumenten beutelten, bessern man sich der Propellermasten.

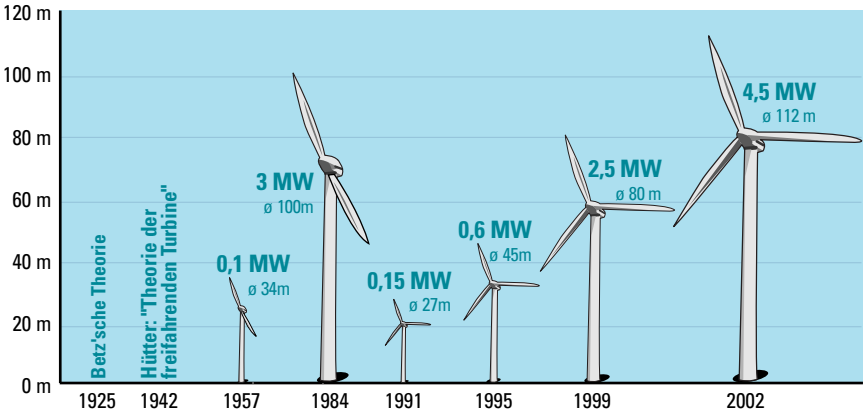
Windkraft wird schon seit Jahrtausenden für Mühlen und Wasserpumpen genutzt. Die Entwicklung verlief keineswegs gradlinig. Anfang der achtziger Jahre lancierte die deutsche Bundesregierung das Projekt einer Gross-Wind-Anlage (GROWIAN). Sie liess von Spezialisten der Flugzeug-Branche eine 3-Megawatt-Wind-Anlage erstellen, die nie funktionierte und nach wenigen Monaten Maschinenbruch erlitt. Danach war die Windenergie in der BRD für ein Jahrzehnt «gestorben».<sup>3</sup>

Firmen wie Boeing, Lockheed oder Siemens beschäftigten sich mit der Herstellung moderner Windturbinen, aber es waren dänische Hersteller von Landmaschinen (!), die die Technologie zur Serienreife brachten. Sie operierten mit Kleinanlagen, die sukzessive verbessert, in grösseren Serien gebaut und schliesslich zu Grossturbinen weiterentwickelt wurden.

Als Kalifornien 1980 ein Windprogramm startete, explodierten die dänischen Exporte nach USA. Der kalifornische Boom war kurzlebig. Windkraft kostete damals noch um die 30 Euro-Cents/kWh – mehr als doppelt so viel wie Kohle- und Atomstrom. Als das kalifornische Programm 1986 auslief, sausten fast alle US-Windkrafthersteller in Bankrott, und die Dänen mussten sich mit dem Binnenmarkt begnügen. Aber die Windkraft war nicht zu töten. Nach dem Atomunfall von Tschernobyl (1986) wurde sie Teil der Bewegung gegen die Atomkraft.

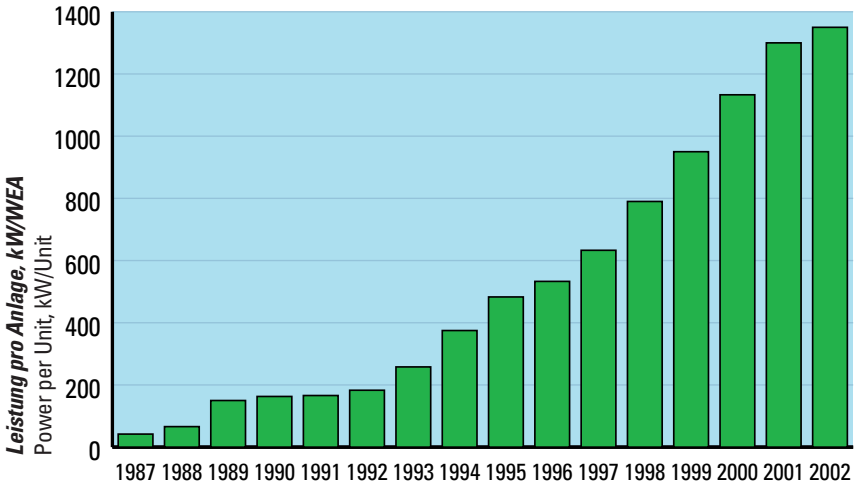
- Die dänischen Windkraftwerke standen meist in Hand von Genossenschaften und wurden vom Staat bescheiden, aber kontinuierlich gefördert. Windmüller erhielten eine Abnahmegarantie mit einer festen Vergütung in Höhe von 85% der dänischen Endverkaufspreise. Dies genügte, um immer billigeren Maschinen den Weg zu bereiten.
- 1991 beschloss auch der deutsche Bundestag das erste Einspeisegesetz, welches die Vergütung für Windkraft auf 90% der Endverkaufspreise festsetzte. Dieses Gesetz legte den Grundstein für den deutschen Windboom und war Vorläufer des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes der rot-grünen Koalition, welches ab 2001 auch Solarstrom, Strom aus Biomasse und Geothermie berücksichtigte.

**Etappen der Anlagenentwicklung**



5.3 Etappen der Anlageentwicklung. Die dreiflügligen Modelle haben sich weltweit durchgesetzt. Grafik ISET/G.Czisch

**Entwicklung bei der Anlagengröße**



5.4 Die mittlere Anlagengröße von neu erstellten Windturbinen in Deutschland hat sich innert 12 Jahren von 100 kW auf 1390 kW (2002) mehr als verzehnfacht. Grafik DEWI<sup>4</sup>

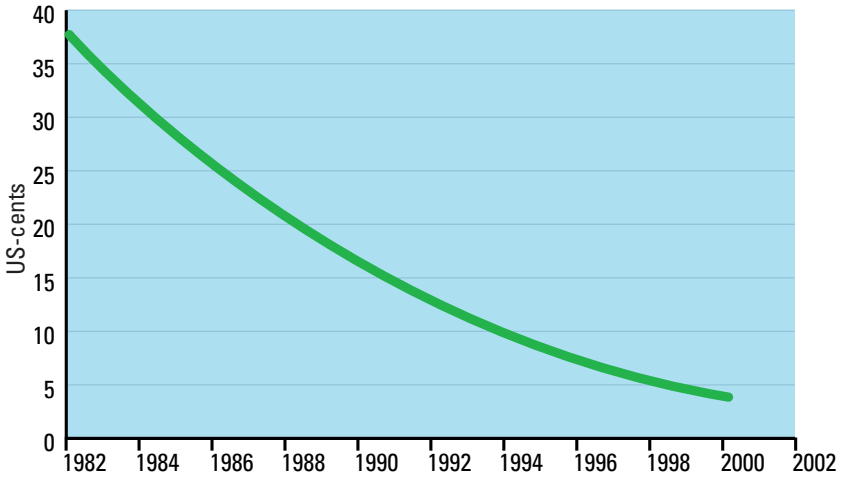
## 2. Weshalb dieser Boom?

Der Vormarsch der Windenergie übertrifft sämtliche Prognosen. Der Schlüssel zum Erfolg waren die deutschen und dänischen Einspeisegesetze, welche der Windenergie die gleichen Absatz- und Preisgarantien brachte, die die Atomindustrie zuvor immer schon hatte. Technische und ökonomische Eigengesetzlichkeiten beschleunigten dann die Dynamik:

- **Grössere Rotoren.** Der Ertrag einer Turbine hängt ab von der bestrichenen Rotorfläche. Mit längeren Flügeln wächst sie in der zweiten Potenz (quadratisch). Verlängert man den Rotor von 30 auf 40 Meter (+33%), steigt die bestrichene Fläche um 78%; von 40 auf 50 Meter (+25%) steigt der Ertrag um 56%.
- **Bigger is cheaper and better.** Nach Ansicht des deutschen Windenergie-Instituts (DEWI) können «die derzeit geplanten und in Bau befindlichen Windturbinen von 4 bis 5 MW eine weitere Kostendegression der erzeugten Energie erwarten lassen.»<sup>5</sup> Denn es «wurde mit der wachsenden Rotorgröße der Windturbinen immer auch ein zunehmender Energieertrag pro Kilogramm eingesetzter Masse erreicht.»<sup>6</sup> «Wenn der Trend anhält, werden wir im Jahre 2010 Turbinen mit 10 MWE bauen, vorwiegend für die Offshore-Nutzung», so Flemming Rasmussen, Chef der Wind-Abteilung des dänischen Forschungsinstituts Risø.<sup>7</sup>
- **Massenproduktion.** Dank grösseren Serien wurde der Strom immer billiger. Für das Jahr 2010 werden Kosten von 2,3-2,6 Euro-Cent veranschlagt, für 2020 noch 1.8-2.1 Euro-Cent.<sup>8</sup>
- **Kurze Bauzeiten.** Ist der Beton im Fundament trocken, dauert die Erstellung von Turm, Gondel und Rotorblättern nur 1–2 Tage. Grosse Windfarmen entstehen innert 2–6 Monaten, bei Atomkraftwerken dauert es hingegen 5 bis 10 Jahre oder mehr von der Planung bis zur Inbetriebnahme.
- **Neue Standorte.** Der Stromertrag einer Windturbine wächst mit der Höhe der Windgeschwindigkeit theoretisch in der dritten Potenz. Steigt die Windgeschwindigkeit von 6 m/Sekunde auf 7 m/Sekunde, liefert dies überproportional mehr Strom. Mit der Erschliessung von neuen, windhöffigen Standorten on- und offshore werden die Kosten nochmals sinken.
- **Höhere Türme.** In den oberen Luftschichten sind die Windgeschwindigkeiten höher. Deshalb der Trend zu grösseren Rotoren auf hohen Türmen.
- **Zuverlässigkeit.** Laut Statistik sind WKA im Durchschnitt über 99% verfügbar. Auf 98% Verfügbarkeit lauten die Garantieverträge. Einzig Blitzschlag, selten nur Orkane, bringen die stillen Riesen hin und wieder zum Stillstand.
- **Kostensicherheit.** Da keine Brennstoffkosten anfallen, werden die Bezüger von Windstrom aus der «Tyrannei der Spotmärkte befreit». Dies ist überall ein Thema, wo Strom mit Öl oder Erdgas erzeugt wird, neuerdings besonders in den USA, seit dort die Erdgaspreise explodieren.
- **Zunehmende Akzeptanz.** Die Multi-Megawatt-Maschinen drehen langsamer und leiser als die schnellen Propeller der ersten und zweiten Generation. Sie stossen deshalb auf hohe Akzeptanz. Interessanterweise lassen sich solche Grossanlagen aus Distanz von blossen Auge kaum von Anlagen mit halb so grosser Leistung unterscheiden. Der Radius einer 4,5-MW-Anlage ist nur 16 Meter länger als derjenige einer 2,5-MW-Anlage.
- **Technologie ist ausgereift.** Nur für die offshore-Nutzung im Meer bedarf es noch weniger Entwicklungsschritte zum seriellen Bau von Grossanlagen mit 4–5 MW Leistung. Prototypen von bis zu 4,5 MWe sind bereits in Betrieb.
- **Produktionsspitze im Winter.** Der Wind bläst im Norden im Winter am häufigsten und deckt sich grob mit der Verbrauchskurve. Windenergie kann die «Sommertechniken» Solarenergie und Wasserkraft ideal ergänzen.

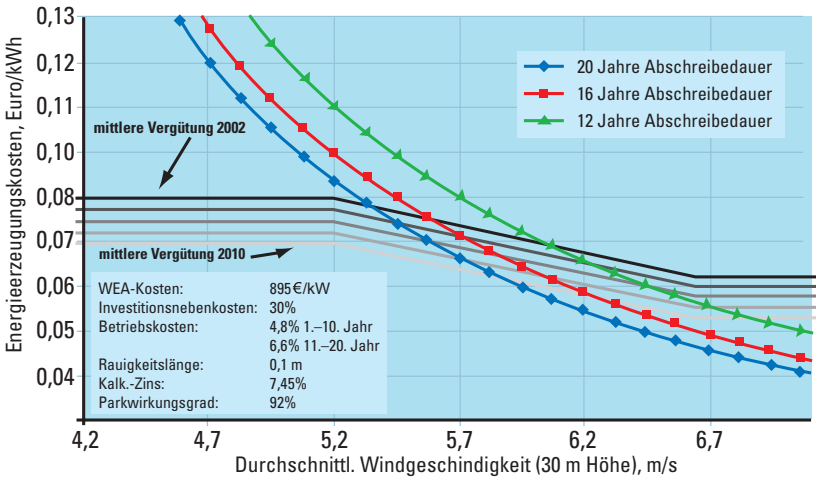
### Gestehungskosten der Windenergie pro kWh in der USA

1982 – 2001



5.6 Innert zwanzig Jahren sanken die Gestehungskosten um fast 90%. An sehr guten Lagen kostet die kWh unter 3 US-Cents. Grafik: AWEA (American Wind Energy Association)

### Gestehungskosten von Windstrom in der BRD



5.7 Gestehungskosten für Windenergie bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten und Abschreibungsfristen. Erst ab einer Windgeschwindigkeit von deutlich über 5 m / Sekunde erreichen die Anlagen mit den gesetzlichen Einspeisetarifen die Wirtschaftlichkeit. Grafik DEWI<sup>9</sup>

### 3. Kostenentwicklung: minus 7% in drei Jahren

Die Kosten neuer Windkraftanlagen (WKA) sind zwischen 1998 und 2001 um 7% gefallen. Dies ist das Ergebnis einer Untersuchung des DEWI über 400 Windenergieprojekten.<sup>10</sup> Die Entwicklung bestätigt den langfristigen Trend.

- Da der grösste Teil der Kosten von Windenergie in Form von Investitionskosten anfallen, werden diese dem Jahreswindertrag gegenübergestellt. Gemessen wird der Aufwand in €/MWh Jahresertrag für einen Referenzstandort mit 5,5 m/s Windgeschwindigkeit.
- Die Projektgesamtkosten fielen laut DEWI von 1998 bis 2001 um 7% von 520 auf 480 €/MWha, die Turbinen-Preise allein fielen im selben Zeitraum gar um 9% von 412 auf 375 €/MWha.
- «In der auf den Referenzertrag bezogenen und inflationsbereinigten Darstellung ist eine abnehmende Tendenz aller Kostensätze zu beobachten», hält das DEWI fest.<sup>11</sup>

Angesichts solcher Entwicklungen muss man sich fragen, ob eine gesetzlich fixierte Abgeltung der Windenergie heute überhaupt noch nötig ist. Ja, sie ist es, und zwar aus folgenden Gründen:

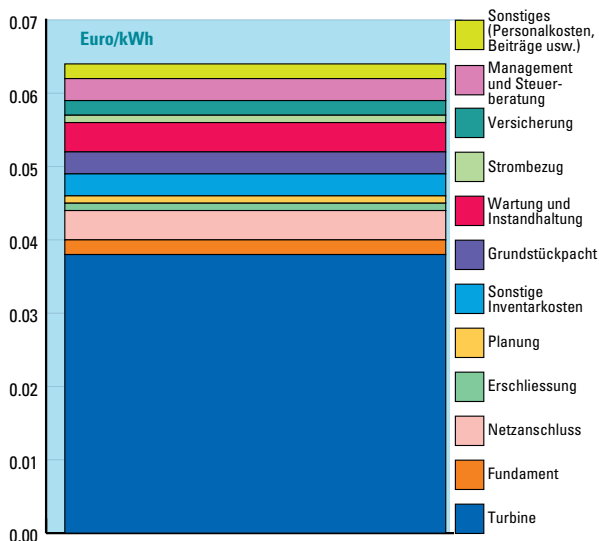
- Die Windenergie ist noch eine sehr junge Industrie. Die Lebensdauer der Turbinen ist nicht gesichert. Deshalb beinhalten die Investitionen ein besonderes Risiko, das erst mit zunehmender technischer Erfahrung reduziert wird.
- Die Konkurrenten der Atom- und Gaslobby sind politisch übermächtig und erstellen ihre Kapazitäten unter dem Regime der garantierten Abnahmepreise. Sie haften weder für grosse Unfälle noch für den CO<sub>2</sub>-Anstieg. Solange diese externen Kosten nicht internalisiert sind, sind die höhere Vergütungen für die Windenergie marktkonform.
- Die erwähnten Altindustrien üben mit ihren Netzen in vielen Ländern noch immer eine faktische Kontrolle über die Durchleitungsrechte aus. Mit überhöhten Netzgebühren können sie ihre eigenen Erzeugungsanlagen quersubventionieren. Hier braucht es ein Korrektiv zugunsten der unabhängigen Produzenten, die nicht von Monopolen profitieren.
- Offshore-Anlagen sind noch relativ teuer und setzen sich nur durch, wenn die Förderung noch einige Jahre durchgehalten wird.
- Die Windverhältnisse sind regional unterschiedlich. Nur eine nationale Kostenumlage garantiert, dass auch windschwächere Standorte rentabel genutzt werden können.

An mittleren Lagen (z. B. Nordsee, Provence, mittlerer Westen der USA) ist Windenergie billiger als Atom- oder Kohlestrom, und etwa gleich teuer wie Strom aus Erdgas. Aus den USA wird berichtet, dass die Kosten an besten Lagen 3 US-Cents/kWh unterschritten haben.<sup>12</sup> Bei mässigen Windgeschwindigkeiten (z.B. Schweizer Jura, Schwarzwald) liegen die Kosten mit 10–15 Euro-Cents/kWh noch über den Vergleichskosten für neue Atom- und Kohlekraftwerke.

Nebst der Windhäufigkeit ist die Windgeschwindigkeit massgeblich für den Ertrag. Steigt sie, wächst die Stromproduktion theoretisch in der dritten Potenz. Diese exponentielle Produktivität macht manchen abgelegenen Küstenstrich mit starken Winden zur Goldgrube. Entscheidend für Investoren sind genaue Windmessungen. Wird die Windgeschwindigkeit um 5 Prozent überschätzt, kann dies gleich Stromeinbussen von 15 Prozent zur Folge haben.

## Windstrom-Jahreskosten

umgelegt pro kWh bei 6% Zins und Abschreibung über 15 Jahre



5.8 Geschätzte Kosten bei einem Kalkulationszins von 6% (Abschreibungsfrist 15 Jahre). Ausgangsdaten DEWI<sup>13</sup>/eigene Berechnungen.

	Investitionskosten €/MWha	Annuität 10%, 6% Zins, Abschreibung 15 Jahre €/Mwh pro Jahr	laufende Kosten €/Mwh pro Jahr	Total €/Mwh pro Jahr
<b>Investitionskosten</b>				
Turbine	375,0	37,5		
Fundament	23,1	2,3		
Netzaanschluss	37,8	3,8		
Erschliessung	7,35	0,7		
Planung	9,45	0,9		
Sonstiges	27,3	2,7		
<b>Total Investitionen</b>	<b>480,0</b>			
<b>Betriebskosten</b>				
Total Verzinsung und Abschreibungen		48,0		48,0
Grundstück			2,5	
Wartung und Instandhaltung			3,7	
Strombezug			0,7	
Versicherung			1,8	
Management und Steuerberatung			3,0	
Sonstiges (Personalkosten, Beiträge usw.)			2,4	
<b>Total Betriebskosten</b>			<b>14,1</b>	<b>14,1</b>
<b>Total Kosten für 1000 kWh/a, Basis 15 Jahre</b>				<b>62,1</b>

Gestehungskosten von Windstrom, Kalkulatorischer Zins 6%

## 4. Am Anfang braucht's Kapital, dann wird's billig

Der Betrieb einer WKA verursacht keine Brennstoff- und kaum Personal- und Entsorgungskosten. Für die Kosten sind andere Parameter entscheidend:

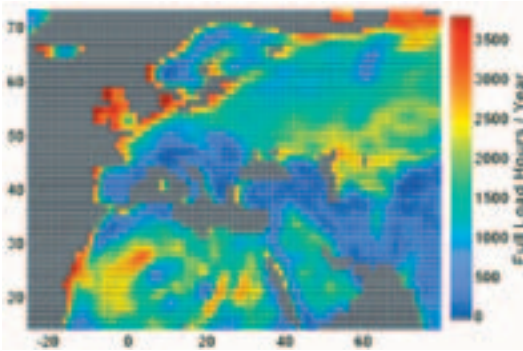
- **Abschreibungsfrist und Lebensdauer:** Viele Anlagen werden über 15–20 Jahre abgeschrieben, dürften aber mit gewissen Ersatzinvestitionen (Rotoren, Getriebe) 25 bis 40 Jahre betriebsfähig sein. Erfahrungen mit Megawatt-Turbinen über so lange Fristen bestehen allerdings noch keine. Erst kleinere Modelle (z.B. von Vestas) haben ihre Robustheit unter Beweis gestellt.
- **Zinshöhe:** Atomkraftwerke wurden von den grossen Verbundwerken mit internen Verzinsungen von 5 bis 6,5 Prozent wirtschaftlich gerechnet. Bei der Windenergie kommen meist höhere Zinsen und Risikozuschläge zur Anwendung, was die Gestehungskosten optisch nach oben treibt.
- **Netzgebühren.** Die Berechnung der Netzkosten (bei Betrieb und bei Stillstand!) ist entscheidend für die Marktfähigkeit der Windenergie in Ländern ohne feste Einspeisevergütung. Windturbinen in der Nähe von Konsumenten entlasten u.U. das Netz und senken die Netzkosten.

Das DEWI hat verschiedene Kostenberechnungen mit unterschiedlichen Kalkulationszinsen für das Eigenkapital angestellt (7%, 10%, 12%). Rechnet man statt mit 7% nur mit 6% Zins, was z.B. für schweizerische Pensionskassen noch immer eine sehr rentable Investition wäre, kommt man auf tiefere Kosten. Die Gestehungskosten für die jüngste Turbinengeneration am Referenzstandort sinken dann bei einer Abschreibungszeit von 15 Jahren auf 6,2 Euro-Cents/kWh.

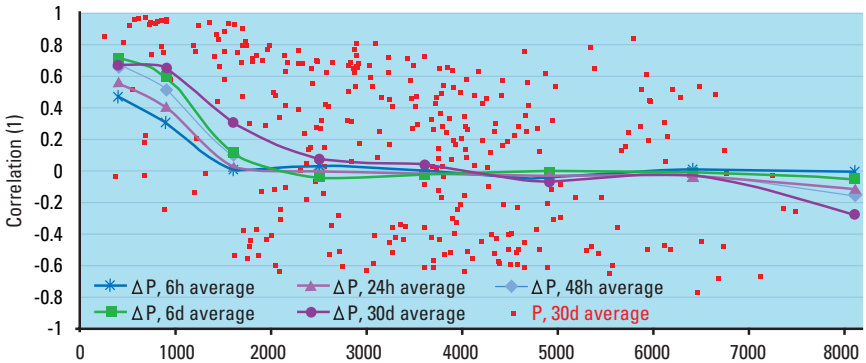
An Standorten mit höherer Windgeschwindigkeit sind die Kosten nochmals wesentlich tiefer. Und ist eine Turbine nach 15 Jahren abgeschrieben, läuft sie von da an zu sehr geringen Kosten, denn der Treibstoff Wind ist ja gratis, im Gegensatz zu Uran, Kohle oder Erdgas. Es verbleiben dann lediglich die Kosten für Unterhalt und Instandhaltung, Pacht und Versicherung (O&M-Costs):

- Die Lebenserwartung nach 15 Jahren Laufzeit ist schwer abzuschätzen, weil noch keine Turbinen der Megawattklasse dieses Alter erreicht haben.
- «Im Zusammenhang mit der stetig wachsenden Erfahrung im Multimegawattbereich sollte eine Verbesserung der Lebensdauer und Verminderung der Wartungsintensität realisiert werden können», schreibt das DEWI.<sup>14</sup> BTM Consult rechnet nach Ablauf der Abschreibung noch mit Betriebskosten von 0,5–1 Euro-Cent/kWh.<sup>15</sup>
- Nach Ablauf der Abschreibungsfrist produzieren Windkraftanlagen somit etwa gleich kostengünstig wie die Wasserkraft (aber Windkraftwerke sind schneller abgeschrieben) und viel günstiger als Atomkraft und fossile Energien (mit Treibstoff-, Entsorgungs- und unkalkulierten Umweltkosten).

In der kalkulatorischen Lebensdauer von 15 (oder 20) Jahren liegt nichts Magisches. Die neoliberale Oekonomie pflegt aber die zeitlich weit entfernt liegende Erträge zu diskontieren. Erträge, die nach dem 20. Betriebsjahr anfallen, erscheinen dann als wertlos, obschon eine Kilowattstunde in zwanzig Jahren vielleicht mehr Geld bringt als zum Zeitpunkt der Erstellung der WKA. Die Schweiz profitiert zum Beispiel von ihrem grossen Bestand an Wasserkraftwerken, die nach 40 Jahren nahezu gratis Strom liefern. Mit der kostengünstigen Wasserkraft wurde das ganze Atomprogramm quersubventioniert – eine Umverteilung von vielen Milliarden. Es führt deshalb zu einer verzerrten Optik, die Langzeiterträge von Windkraftanlagen zu ignorieren, genauso wie es falsch ist, weit entfernte Kosten der Atomsorgung durch die rosa Brille der Diskontierung als «nicht existent» anzusehen.



5.9 Nicht nur im Zentrum, sondern besonders an den Rändern Europas gibt es äusserst windreiche Gebiete, in Steppen, Wüsten, Halbwüsten oder Tundragebieten, die kaum einer wirtschaftlichen Nutzung unterliegen. Grafik Czisch.



5.10 Windfarmen mit mehr als 2000 km Abstand weisen keine zeitlichen Korrelationen der Produktion mehr auf. Die Standorte ergänzen sich, statt Flaute und Überschüsse zu verstärken. Es gibt «antikorrelierende Standorten»: Die Passatwinde in Nordafrika wehen häufiger im Sommer, wenn in der Nordsee eher Flaute herrscht. Durch eine Kombination von Windenergie von verschiedenen Standorten kann die Lastkurve eines Landes sehr verbrauchsnahe gefahren werden. Grafik Czisch.

## 5. Mehr Versorgungssicherheit im kontinentalen Stromverbund

Der Diplomphysiker Gregor Czisch vom deutschen Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) hat Szenarien für eine zukünftige Stromerzeugung mit einem Mix von erneuerbaren Energien entwickelt.<sup>16</sup> Ausgehend von einem sehr grossen Versorgungsgebiet wurde nach kostengünstigsten Lösungen gesucht, um einen Stromverbrauch von 4300 TWh ganz aus erneuerbaren Energien zu befriedigen. Die Szenarien sind hochinteressant:

- Bei einer kostenminimalen Kombination stammen fast 70% der Stromproduktion aus Windkraft. Nutzung von Biomasse und Wasserkraft decken fast den ganzen Rest. «Die Potenziale der Windenergienutzung sind für die EU nicht etwa durch die technischen und meteorologischen Randbedingungen, sondern vielmehr durch die hohe Besiedlungsdichte begrenzt. In großen windreichen Regionen in der Umgebung Europas... liegen die Bevölkerungsdichten im Bereich von 0–2 Einwohnern/km»,<sup>17</sup> namentlich in Nordrussland, Westsibirien, Nordwestafrika oder Kasachstan.
- mit heutigen Kosten für alle Komponenten – lassen sich «Stromgestehungskosten unter 10 DPf/kWh [5 Euro-Cents/kWh]» erreichen.
- Die Stromversorgung mit erneuerbaren Energien ist praktisch gleich teuer wie die heute bestehende (Strom aus neuen GuD-Kraftwerken liegt bei heutigen Gaspreisen bei ca. 7–8 DPf/kWh, wird sich aber in Zukunft eher verteuern.)
- «Bei gezielter Auswahl verschiedener Gebiete lässt sich der Monatsverlauf der Stromerzeugung weitgehend dem des Bedarfs anpassen.... Die Schwankungen der Windstromeinspeisung nehmen beim Übergang von der gleichzeitigen Nutzung der europäischen Standorte zur europäüberschreitenden Erzeugungsoption deutlich ab, wodurch sich bei hohen Anteilen der Windstromerzeugung die Häufigkeit von Leistungsüberschüssen deutlich verringern würde.»<sup>18</sup>
- Wasserkraftwerke übernehmen Backup-Aufgaben innerhalb der mit grossen HGÜ-Leitungen verknüpften Stromversorgungsgebiete.

Auch eine Vollversorgung *ohne* europäischen Stromverbund wird als möglich erachtet. Bei nationalen, unverknüpften Konzepten steigt allerdings das Risiko von Über- und Unterversorgungen und es braucht zusätzliche Backup-Leistung.

Eine starke Vernetzung hat – unter Stilllegung aller atomaren und fossilen Quellen – viele Vorteile:<sup>19</sup> Reserve-Kapazitäten werden eingespart und der Zugriff auf optimale Standorten verhilft den Binnenländern Zentraleuropas, die nicht ausreichend mit Wind gesegnet sind, zu kostengünstigem Strom.

Die Übertragungskosten und die Stromverluste bleiben selbst bei Ferntransporten erschwinglich.<sup>20</sup> Die Übertragungsverluste belaufen sich bei Vollast auf 4%/1000 km in den Leitungen und je 0,6% in den Umrichterstationen, was zu Transportkosten von 1,3 bis 1,8 Euro-Cents/kWh für Strom aus sehr entfernten Gebieten wie Nordrussland, Kasachstan oder Marokko führen würde. Da die Gestehungskosten in diesen Gebieten unter 3 Euro-Cents/kWh liegen, wären die Vollkosten in Mitteleuropa nicht höher als 4,5 Euro-Cents/kWh – und der Gewinn für die Umwelt wäre erheblich!

Windatlas Europa



5.11 Windatlas Europa. Quelle: Risö<sup>21</sup>

Wind resources at 50 metres above ground level for five different topographic conditions

geschütztes Terrain		offene Ebene		Küste		offenes Meer		Hügel und Kuppen	
m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>
> 250	> 500	> 7,5	> 500	> 8,5	> 700	> 9,0	800	>11,5	>1800
6,0	150 – 250	6,5 – 7,5	300 – 500	7,0 – 8,5	400 – 700	8,0 – 9,0	600 – 800	10,0 – 11,5	1200 – 1800
5,0	100 – 150	5,5 – 6,5	200 – 300	6,0 – 7,0	250 – 400	7,0 – 8,0	400 – 600	8,5 – 10,0	700 – 1200
4,5	50 – 100	4,5 – 5,5	100 – 200	5,0 – 6,0	150 – 250	5,5 – 7,0	200 – 400	7,0 – 8,5	400 – 700
> 50	< 4,5	< 100	< 5,0	< 150	< 5,5	< 200	< 7,0	< 400	< 400

Aktuelle Planungen im deutschen Teil der Nord- und Ostsee



Die Projekte im einzelnen inkl. Leistungsziel der ersten Bauetappen:

- 1) Butendiek 240 MW, 2) Dan-Tysk 1500 MW, 3) Sandbank 24'4950 MW,
- 4) Amrumbank 288 MW, 5) Weisse Bank 600 MW, 6) Amrumbank / Nordsee Ost,
- 7) Meerwind 819 MW, 8) Borkum Riffgrund 840 MW, 9) Borkum Riffgrund West 1800 MW,
- 10) Borkum West 1040 MW, 11) Borkum IV, 840 MW,
- 12) North Sea Wind Power 1210 MW, 13) Kriegers Flak 315 MW,
- 14) Beltsee 415 MW, 15) Pommersche Bucht 1000 MW 16) Arkona 945 MW,
- 17) Adlergrund 790 MW, 18) Nordergründe >200 MW,
- 19) Offshore Helgoland max. 700 MW,
- 20) Schleswig-Holsteinische Nordsee 1000 MW,
- 21) Riffgat 135 MW, 22) Dollart 9 MW, 23) Willemschaven 4.5 MW,
- 24) Pilot Mecklenburg-Vorpommern 40 MW, 25) Sky 100 MW.

Daten: Bundesverband Windenergie (BWE)<sup>22</sup>

5.12 In deutschen Gewässern sind rund 60'000 MW projektiert, entsprechend der Leistung von 60 Atomkraftwerken. Angaben BWE.

## 6. Riesige Potentiale in und ausserhalb Europas

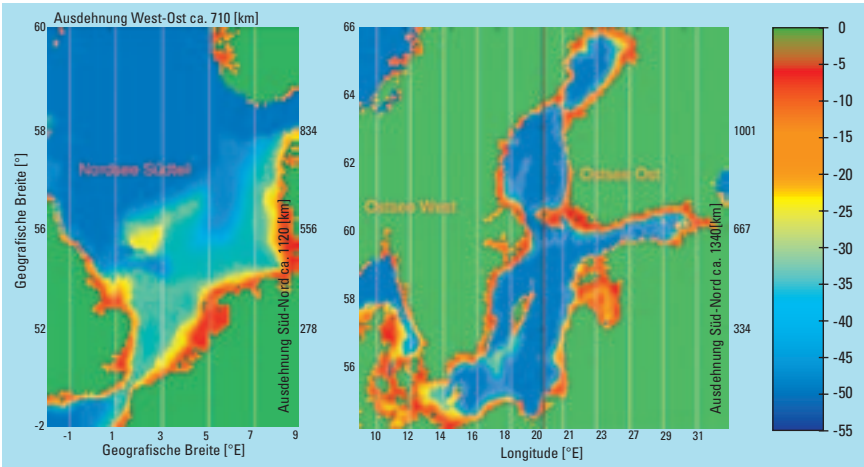
Windenergie ist in sehr vielen Ländern ein Thema. Allein die windhöffigen Standorte (> 1500 Voll-Last-Stunden) in und um Europa können den Stromverbrauch Westeuropas mehr als hundertfach decken; dazu kommt das ebenso mächtige offshore-Potential.<sup>23</sup>

Windenergie kann sich nur durchsetzen, wenn mehrere Bedingungen zugleich erfüllt sind: verlässliche Planungszonen, nichtdiskriminierende Durchleitungsrechte im Stromnetz, minimale Vergütungsregeln und eine gute Verfügbarkeit von Kapital.

- In **USA** haben Marc Z. Jacobson und Gilbert M. Masters in «Science» vorgeschlagen, mit 30'000 bis 40'000 Windturbinen den Kohleverbrauch um 10% zu senken. So könnte der Kiotovertrag erfüllt werden und mit Kosten «von 3–4 Cents/kWh ist Windstrom gleich teuer wie Strom aus neuen Kohlekraftwerken».<sup>24</sup>
- **Grossbritannien** hat seit März 2001 18 Planungszonen für jeweils 30 Turbinen in den Küstengewässern Englands für Windfarmen freigegeben, die ersten Windfarmen gehen schon 2003 in Betrieb. Projekte mit «nur» 60–90 MW erwiesen sich aber als planerisch unrationell. Ende 2002 folgte die Ankündigung, es würden nun drei grosse Meereszonen für die Windnutzung geöffnet: Das äussere Themse-Gebiet südöstlich von London, die Greater Wash Area östlich von Lincolnshire in Ostengland und die Küstenlinie von Solway Firth, westlich von Nord-Wales. Diese Flächen sind in der Lage, Grossbritannien voll zu versorgen.
- **Dänemark** verfolgt die weitere Expansion hauptsächlich offshore. Anfangs 2003 sind vier Grossfarmen mit 40 bis 160 MW Leistung in Bau (Rödsand, Samsö) oder fertiggestellt (Horns Rev, Middelgrunden). Dazu kommt der Ersatz vieler alter Kleinturbinen durch Megawatt-Anlagen.
- **Schweden** hat kleinere Offshore-Parks bereits realisiert und plant Offshore-Farmen mit mehreren hundert MW Leistung.
- **Deutschland** hat mehrere Offshore-Zonen bereits genehmigt und treibt die Planung mit gezielten Anreizen voran. Anlagen, die vor Ende 2006 den Betrieb aufnehmen, erhalten neun (statt fünf) Jahre lang (9,1 €-Cent/kWh), bis die Vergütung auf dann noch 6,19 Cent/kWh absinkt. Im Binnenland werden die Standorte knapp.

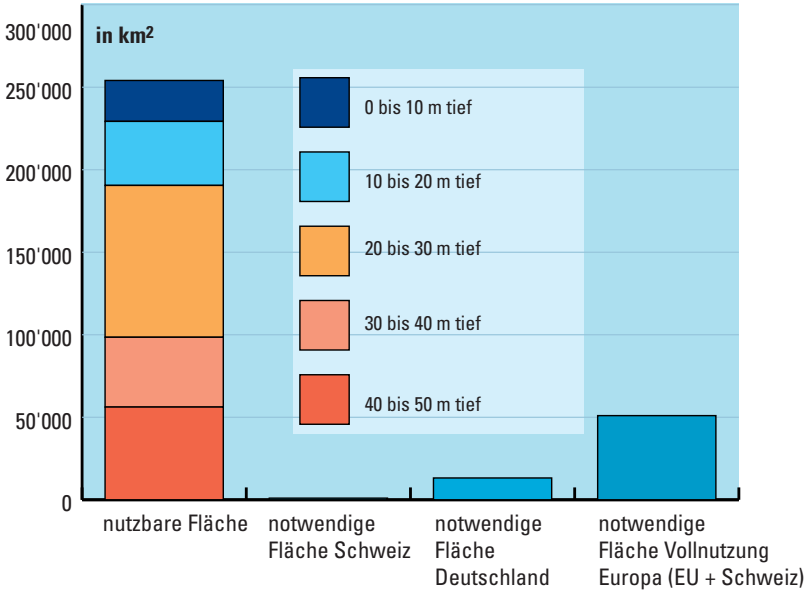
Das Tempo der offshore-Expansion weckt gewisse Befürchtungen. «Der dadurch künstlich erzeugte Aufbaudruck für Planer und Hersteller wird sehr wahrscheinlich dazu führen, dass Offshore-Windenergieanlagen schon in grösserer Stückzahl errichtet werden, obwohl sie dann noch nicht die Serienreife erreicht haben. Bei Auftragsvolumen in dreistelliger Millionenhöhe werden sehr weitgehende Garantien von den Herstellern verlangt werden.(...) [Z]u spät entdeckte Serienfehler [können] sich für den Garantieträger fatal auswirken. Diese Erfahrung hat die Windbranche bereits mehrfach gemacht», so Claus Pescha vom deutschen Grosshersteller Enercon.<sup>25</sup> Bisher wurden Anlagen bis zur 2-MW-Klasse verwendet. «Für den zukünftig geplanten Offshore-Betrieb von Windenergieanlagen ist diese Anlagenklasse... aufgrund der hohen Gründungskosten ungeeignet. Erst deutlich leistungsstärkere Windenergieanlagen werden die Windernte auf den Meeren wirtschaftlich machen.»<sup>26</sup> Lange wird man darauf nicht warten müssen. Vestas hat die Serienproduktion ihrer 3-MW-Turbine ab 2004 angekündigt. Enercon wird ab ca. 2004 ihre 4,5-MW-Anlage in Serie verkaufen.

**Seetiefenkarte in der südlichen Nordsee und der Ostsee**



5.13 Die Grafik zeigt Meeresgebiete bis zu einer Tiefe von 55 m farbig koloriert. Grafik ISET/G.Czisz

**Flächenbedarf und Flächenverfügbarkeit (Nordsee) für eine Vollversorgung mit sauberem Strom**



5.14 Der Flächenbedarf für die Versorgung ganzer Länder hält sich in einem kleinen Rahmen.

## 7. Nord- und Ostsee: Genug Windstrom für ganz Europa

Offshore-Windenergie steckt heute noch in den Kinderschuhen. Laut Branchenschätzungen wird sie aber um das Jahr 2010 mit allen anderen Erzeugungstechnologien voll konkurrenzfähig sein, bei steigenden Gaspreisen schon vorher!<sup>27</sup> In einem integrierten europäischen Strommarkt werden offshore-Farmen möglicherweise viele andere Technologien verdrängen. Dann rückt die Vollversorgung Europas aus erneuerbaren Energien in greifbare Nähe, wie sie der deutsche Physiker Gregor Czisch modelliert hat. Und dies nicht schwergewichtig durch politische Massnahmen, sondern im wesentlichen getrieben durch Marktkräfte.<sup>28</sup>

Die offshore-Nutzung hängt von der Verfügbarkeit seichter Meereszonen ab. Offshore-Windfarmen werden in Gebieten bis 50 m Seetiefe geplant. In der Nord- und Ostsee finden sich je über 250'000 Quadratkilometer, die weniger als 50 m tief sind. 60'000 km<sup>2</sup> sind allein in der Nordsee weniger als 20 Meter tief.<sup>29</sup> Bereits diese Fläche würde ausreichen, um ganz Europa mit Windstrom voll zu versorgen (Vgl. Tabelle 2). Für Regionen mit weniger untiefen Meereszonen (z.B. Japan) werden Konzepte für auf dem Meer schwimmende Turbinen entwickelt.<sup>30</sup> Wenn das Lastmanagement von Windfarmen mit adäquaten Speicher-, Backup-, Prognose-techniken und geographischer Diversifikation angegangen wird, ist es keineswegs unsinnig, der Windkraft eine tragende Rolle in der Stromversorgung zuzuweisen. Der Windexperte K. Rehfeldt hat für den deutschen Stromverbrauch folgendes vorgerechnet:

- Windturbine 5 MW, 110 m Rotordurchmesser
- Fläche pro WKA 0,42 km<sup>2</sup> (Abstand 550 x 770 m)
- Ertrag pro WKA 18 GWh/a (3600 Voll-Last-Stunden)
- Ertrag pro Fläche 42 GWh/km<sup>2</sup>a
- 29'369 Windkraftanlagen à 5 MW genügen, um den gesamten deutschen Strombedarf zu befriedigen.

Dies bedeutet eine Bestückung mit knapp 12 Megawatt/km<sup>2</sup> (2,2 Turbinen/km<sup>2</sup>).<sup>31</sup>

Der Flächenbedarf für Deutschland kalkuliert sich auf 12'445 km<sup>2</sup>, ein Rechteck mit 112 km Seitenlänge. Die Rechnung Rehfeldts für Deutschland lässt sich auf andere Länder umlegen. Es braucht erstaunlich wenig Platz: auf 50'000 km<sup>2</sup> lässt sich Europas Stromverbrauch herstellen – das entspricht etwa dem 1,2-fachen der Fläche der kleinen Schweiz.<sup>32</sup>

### Leistungs- und Flächenbedarf für eine Vollversorgung mit Windstrom aus Offshore-Windfarmen

	Stromverbrauch aus nichterneuerbaren Energien TWh	benötigte Leistung GW	Anzahl Turbinen	MW/km <sup>2</sup>	Flächenbedarf km <sup>2</sup>	Seitenlänge km
Belgien	77	21	4'296	11.8	1'820	43
Dänemark	34	9	1'871	11.8	793	28
Deutschland	529	147	29'369	11.8	12'445	112
Griechenland	42	12	2'326	11.8	986	31
Spanien	150	42	8'307	11.8	3'520	59
Frankreich	374	104	20'778	11.8	8'804	94
Irland	22	6	1'250	11.8	530	23
Italien	244	68	13'551	11.8	5'742	76
Luxemburg	7	2	363	11.8	154	12
Niederlande	95	26	5'285	11.8	2'239	47
Österreich	17	5	930	11.8	394	20
Portugal	23	6	1'269	11.8	538	23
Finnland	58	16	3'223	11.8	1'366	37
Schweden	75	21	4'148	11.8	1'758	42
Schweiz	21	6	1'186	11.8	503	22
Vereinigtes Königreich	407	113	22'615	11.8	9'583	98
Europäische Union inkl. N, CH	2'174	604		11.8	51'173	226

Dieses sehr grosse Potential eröffnet eine grosse Bandbreite an Handlungsmöglichkeiten, und auch ästhetische und ökologische Aspekte – zum Beispiel der vollständige Schutz des Wattenmeeres – können berücksichtigt werden. Selbst wenn die Zukunft eher in einem breiten Strommix liegt, ist es wichtig, die Windpotentiale als Backup-Reserve verfügbar zu machen.

**Satellitenbild**



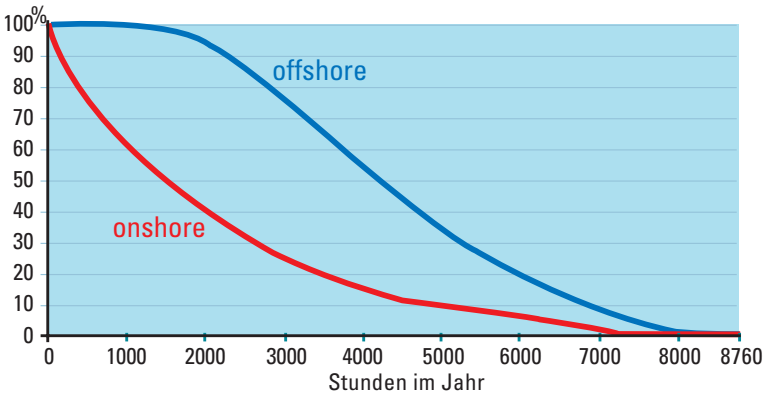
5.15 Bei Vollausbau (1100 km<sup>2</sup>) wird das Projekt Sandbank 24 ca. 2 Promille der Fläche der (südlichen) Nordsee beanspruchen und über 3% des deutschen Stromverbrauchs decken.

**Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)**



5.16 Die «ausschließliche Wirtschaftszone» (AWZ) ist das Meeresgebiet, das an die 12-See-meilen-Grenze anschliesst. Die Bundesregierung hat Erwartungsgebiete für Windfarmen ausgeschieden. Erkennbar sind die Planungs-zonen des Projekts «Sandbank 24» (gelb) und die Pilotzone (blau).

**Leistungsprofil von Windfarmen**



5.17 Die Grafik des dänischen Stromkonzerns Eltra zeigt die höhere Leistungskurve der offshore-Windnutzung. Die Turbinen arbeiten rund 1700 Stunden (ca. 20%) auf Vollast und weitere 6300 Stunden (73%) auf Teillast. Grafik Eltra<sup>34</sup>

## 8. «Sandbank 24»: Strom für 12 Millionen Menschen

Auf der «Sandbank 24» plant die Oldenburger Projekt GmbH den zur Zeit grössten Offshore-Windpark der Welt. Das Areal befindet sich 120 km westlich der Insel Sylt. Die Turbinen sind vom Land aus – bedingt durch die Erdkrümmung – nicht zu sehen. Bei Vollausbau wird diese Farm drei Atomkraftwerke ersetzen.

Geplant sind insgesamt 980 Windturbinen auf 1100 km<sup>2</sup>. Der Abstand von 1 km zwischen den Anlagen garantiert, dass sie sich gegenseitig nicht abschatten. Auf dem offenen Meer lassen mittlere Windgeschwindigkeiten von fast 10 m/s auf Nabenhöhe (ca. 100–130 m) während mehr als 3500 Stunden pro Jahr sehr hohe und kontinuierliche Energieerträge erwarten.

Im Jahr 2004 soll mit der Pilotphase – die ersten 120 Turbinen von sieben Ausbaustufen – begonnen werden. Bis zum Endausbau sind 5000 MW Leistung geplant, die pro Jahr gegen 17–20'000 Mrd. kWh (GWh) erzeugen werden, was dem Durchschnittsverbrauch von ca. sechs Mio. deutschen Haushalten (12 Millionen Menschen) gleichkommt.<sup>35</sup>

Das «Strategiepapier der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See» hat die «Sandbank 24» als konfliktarmes Gebiet identifiziert. Voruntersuchungen lassen kaum ökologische Beeinträchtigungen erwarten:

- «Eine Beeinflussung von Brutvögeln am Brutort durch die WEA ist auf Grund eines Abstandes von 120 km und mehr auszuschließen.... Das Planungsgebiet [liegt] weit jenseits der 20-Meter-Tiefenlinie, dem Rande des charakteristischen Lebensraumes von Küstenvogelarten... Die wichtigsten Überwinterungsgebiete liegen alle in der Nähe der Küste im Bereich niedriger Wassertiefe, derweil das Planungsgebiet für Vogelarten, die tiefere Gewässer bevorzugen, keine große Bedeutung hat.»
- «Befunde lassen den Schluß zu, dass die Hartstrukturen des Windparks «Sandbank 24» – die Vermeidung von Antifouling-Anstrichen der Fundamente vorausgesetzt – für die Fischfauna einen gegenüber dem derzeitigen Zustand erhöhte Lebensraumqualität aufweisen werden. Durch die verbesserten Wachstumsmöglichkeiten innerhalb der für die Fischerei voraussichtlich geschlossenen Zone könnte zumindest lokal die Wachstumsüberfischung einiger Fischbestände gedämpft werden.»<sup>36</sup>

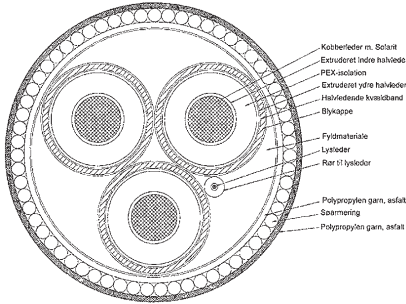
Die besonders von AKW-Betreibern gerne bemühte Gefährdung der Vogelwelt wird auch von der Deutschen Energie Agentur (DNA) klar dementiert: «An Land konnte ein signifikanter oder gar massiver Vogelschlag, so wie er von manchen befürchtet oder prophezeit worden war, bisher eindeutig widerlegt werden. Bei manchen Vogelarten treten aber Verhaltensänderungen auf, die eine gewisse Scheuchwirkung der Anlagen zeigen. Nach dem Bau eines Windparks halten Vögel beim Brüten oder bei der Nahrungssuche teilweise eine größere Distanz zu den Anlagen. Mit der Zeit tritt aber ein Gewöhnungseffekt ein, der auch bei anderen Wildtieren sichtbar ist, so dass dann kaum noch Veränderungen zu beobachten sind. Zugvögel fliegen teilweise um oder über die Anlagen, so dass auch bei diesen Arten kein nennenswerter Vogelschlag auftritt. Umfassende Forschungsergebnisse zu diesem Thema liegen jedoch noch nicht vor. Erste Ergebnisse bei ausländischen Projekten deuten aber in eine ähnliche Richtung wie an Land: Rastvögel halten vorübergehend Distanz, Zugvögel umfliegen die Anlagen.»<sup>37</sup>



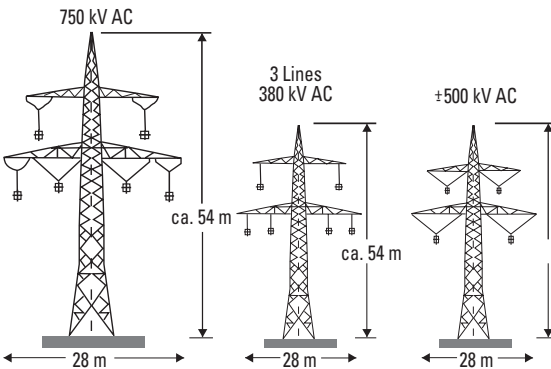
5.18 Windturbinen im Meer werden mittels Unterwasserkabel mit der Transformerstation verbunden. Bild Eltra.



5.19 Verkabelungsschiff mit speziellem Gerät: Damit werden die Kabel einen Meter in den Boden versenkt.



5.20 Das 36-kV-Kabel selber besteht aus verbleiten Kupferleitungen mit einer Reihe von fiber-optischen Zusatzkabeln, die der Informationsübertragung dienen.



5.21 Diese Illustration von Prof. L. A. Koshcheev zeigt drei Leitungssysteme, mit denen Elektrizität über grosse Distanzen transportiert werden: Links ein 750-kV- Drehstromsystem, das 4 GW Strom (AC) befördern kann. In der Mitte eine typische Höchstspannungsleitung für Westeuropa mit 1,3 GW Strom (AC). Rechts die Gleichstrom-Lösung (HGÜ), die mindestens 4 GW transportieren kann, was der Leistung von 4 AKWs entspricht. HGÜ-Systeme sind kleiner, platzsparender und im Ferntransport kostengünstiger, weil bei dreifacher Leistung kaum grössere Verluste entstehen als bei den Drehstromleitungen mit 1,3 GW Leistung. Bei einer HGÜ entstehen keine Wechselfelder, d.h. es entsteht weniger Elektromog.<sup>38</sup>

## 9. Stromübertragung: keine Hexerei

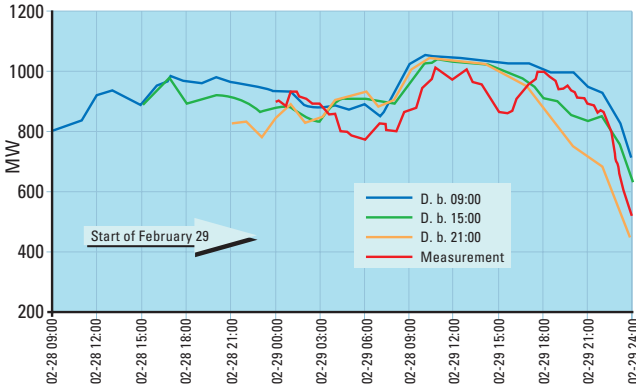
Das europäische Elektrizitätsnetz ist heute grenzüberschreitend erst schwach integriert. Größere zusätzliche Strommengen aus windreichen Gebieten erfordern einen qualitativen Netzausbau zur Versorgung der bevölkerungsreichen Zentren. Die aktuellen Übertragskapazitäten zwischen Marokko und Spanien betragen zum Beispiel nur 350 Megawatt, jene zwischen Frankreich und Spanien nur 1100 Megawatt.

Neue Technologien ermöglichen es, den Stromtransport einfach, erschwinglich und umweltfreundlich zu gestalten. Seit wenigen Jahren werden neue «HVDC-Light-Systeme» (z.B. von ABB und Siemens) angeboten, die einfacher und kostengünstiger als die herkömmlichen Gleichstromleitungen sind:

- HVDC-Light ist kostengünstig und schon ab Strecken von ca. 50 km rentabel.
- Es können die gleichen Kabel wie für Wechselstrom verwendet werden (XLPE) und die Leistungselektronik lässt sich modular anwenden.<sup>39</sup>
- Europa muss nicht neu verkabelt werden, denn «Mit dem Wechsel zu HVDC könnte die Leistung der bestehenden Wechselstrom-Netze mindestens verdoppelt werden.»<sup>40</sup>
- Traditionelle HGÜ (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen) transportieren grosse Strommengen schon seit Jahrzehnten über grosse Distanzen. Eine einzige Leitung kann den Strom von 4–5 Atomkraftwerken über grosse Distanzen transportieren, zum Beispiel vom Staudamm Itaipu weg (6300 MW), beim Drei-Schluchten-Projekt in China oder zwischen den japanischen Inseln oder den neuseeländischen Inseln.<sup>41</sup> Auch die Übertragung durch das Meer ist nicht Neues. Zwischen Schweden und Polen existieren heute schon insgesamt elf HGÜ-Unterwasser-Leitungen mit 3450 MW Leistung.<sup>42</sup>

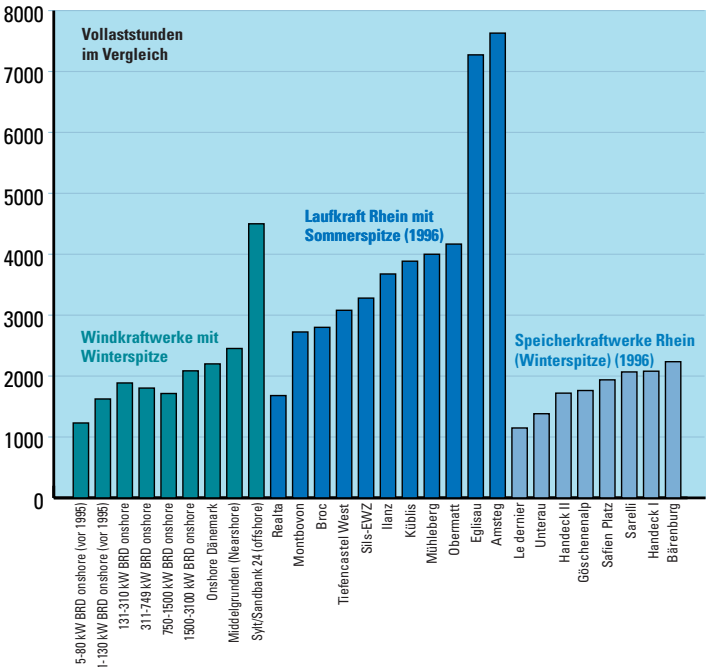
Der Vorteil der Gleichstromsysteme (HVDC, High Voltage Direct Current) liegt im beinahe verlustfreien Transport, bezogen auf die Distanz. Verluste entstehen fast nur bei der Ein- und Ausspeisung. Nachteile der herkömmlichen HVDC-Technik bestanden in den höheren Kosten, die solche Anwendungen auf kurze Distanzen unrentabel machen. Diese Probleme sind inzwischen weitgehend gelöst. HVDC-Leitungen können auch zur Netzstabilisierung beitragen. Der Ferntransport von Energie mittels Wasserstoff ist unnötig, denn für die Stromversorgung arbeiten HVDC-Leitungen viel rentabler.

Kontinuierliches Aufdatieren der Windprognosen



5.22 Windenergie ist berechenbar. Die Produzenten liefern 24 Stunden im voraus Prognosedaten, die im Abstand von mehreren Stunden aufdatiert werden. Die Prognosegenauigkeit für die Tagesproduktion liegt im Bereich von +/- 5%. Fehlende oder überschüssige Produktion wird an der Strombörse gehandelt. Grafik Eltra<sup>45</sup>

Windkraft ebenbürtig mit Wasserkraft dank Winterspitze



5.23 Windkraft ist ebenbürtig mit Wasserkraft dank Winterspitze. Viele Windkraftwerke haben im Winter bessere Auslastungs- und Nutzungsziffern als Laufwasserkraftwerke am Rhein. Daten VSE<sup>46</sup>

## 10. Und wenn der Wind nicht bläst?

Windenergie ist gewandelte Sonnenenergie. Der Wind bläst auch nachts und in der kalten Jahreszeit. Die Produktionsspitze im Winterhalbjahr entlastet die konventionelle Stromerzeugung und schont die Vorräte in den Speicherseen.

Gegner der Windkraft versuchen gerne den Eindruck zu erwecken, dass die Stromerzeugung aus Windenergie sehr diskontinuierlich erfolgt. So wird immer wieder behauptet, Windenergieanlagen würden nur an rund 2000 Stunden pro Jahr Strom produzieren.

- Neue Untersuchungen zeigen jedoch, dass Windkraftanlagen an bis zu 8000 Stunden im Jahr Strom produzieren.<sup>47</sup> Teillast aus Windkraft steht an 85% und mehr aller Zeit zur Verfügung.
- An der deutschen Nordseeküste liegt die Zahl der Betriebsstunden bei 7500 Stunden, das entspricht 85% der 8760 Stunden, die ein Jahr mit 365 Tagen hat. An Binnenlandstandorten liegt die Betriebsstundenzahl niedriger.

Die Zahl von 2000 Stunden bezieht die «Volllaststunden», die als Kalkulationsgrundlage für die Rentabilität von Windparkfonds dienen. Sie ist ein rein rechnerischer Wert – die Jahresproduktion in kWh wird durch die Nennleistung in kW dividiert – und hat wenig mit den tatsächlichen Betriebsstunden zu tun.

Tatsache ist: Der Wind bläst nicht immer. Stromverbrauch und -Erzeugung müssen aber zeitlich haargenau abgestimmt werden. Das Problem ist alles andere als neu. Auch Kohle- und Atomkraftwerke liefern Bandenergie. Auch sie deckt sich nicht mit der tageszeitlichen und jahreszeitlichen Lastkurve der Nachfrager.

Für das Lastmanagement von Windfarmen bedarf es ähnlicher Strategien, wie sei heute für Bandstromproduktion aus AKW angewandt werden:

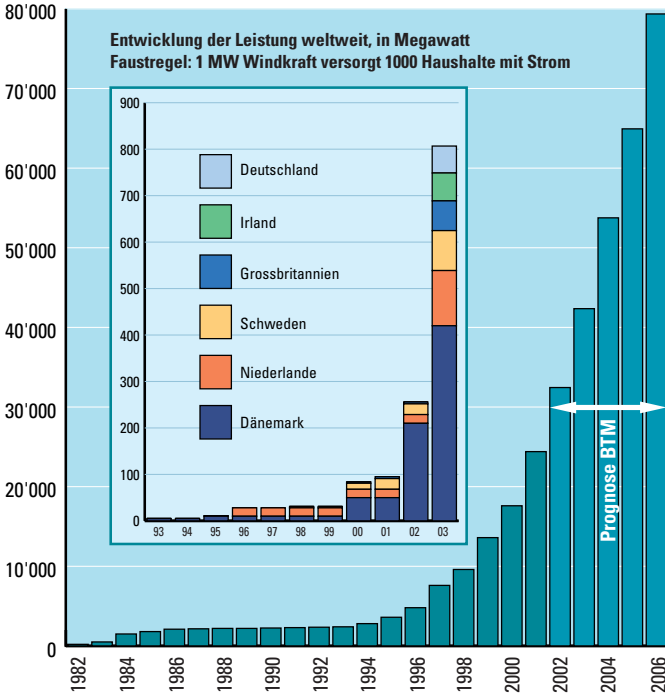
- Je besser die Standorte verteilt sind, desto kleiner die Wahrscheinlichkeit, dass überall Windstille herrscht.
- Je besser die internationale Vernetzung, desto leichter können Defizite oder Überschüsse an Strombörsen beschafft werden. Gegengeschäfte zwischen Windstrom und Speicherseen in der Schweiz oder Norwegen, aus Wärmekraft-Kopplungsanlagen (Dänemark) oder aus Gasturbinen- und Kohlekraftwerken sind allenthalben auf der ganzen Welt verbreitet.
- In Westdänemark deckt Windkraft an manchen Wintertagen bereits über 60% des Strombedarfs. Dank Wärmekraft-Kopplung und Netzkoordination mit Norwegen fällt der Strom nie aus, auch nicht wenn es nicht windet.
- Schliesslich können Windfarmen auch bewusst «überkritisch» gebaut werden, um dank Stromüberschüssen ein Absacken der Windleistung unter ein bestimmtes Minimum zu vermeiden. Mit den Überschüssen können zum Beispiel bivalente Industrieprozesse oder Heizungen betrieben werden. So wird Erdöl oder Gas eingespart, das bei Knappheit wiederum zu Backup-Zwecken dienen kann.

Auch Wasserkraftwerke haben einen Kapazitätsfaktor von weniger als 100%. Das Rheinkraftwerk Birsfelden bei Basel mit einer Nennleistung von 85 MW würde bei ganzjährigem Vollbetrieb 745 Mio. kWh produzieren. Die Wasserführung bringt aber einen mittleren Ertrag von «nur» 565 Mio. kWh, der Kapazitätsfaktor liegt bei 76%. Wasserkraftwerke am Hochrhein erreichen zum Teil nicht einmal einen Kapazitätsfaktor von 50% – und niemand würde ihre Existenzberechtigung in Zweifel ziehen, wie dies bei der Windkraft getan wird. Windenergie ist trotz ihres intermittierenden Charakters wertvoll:

- Sie ist innerhalb statistisch gesicherter Bandbreiten sehr zuverlässig.
- Die Produktionsspitze im Winter schaufelt Regulierungskapazitäten bei der Wasserkraft frei.
- Solange ein Grossteil des Stroms aus fossilen Quellen stammt, ist es sowieso falsch, von einem Mangel an Regulierungsmöglichkeiten zu sprechen.

Moderne elektronische Prognosemodelle liefern Winddaten für die kommenden 48 Stunden mit einer Sicherheit von 90 Prozent, für drei bis sechs Stunden gar mit 95 Prozent. Je besser die Windprognosen, desto leichter lässt sich die Produktion steuern.

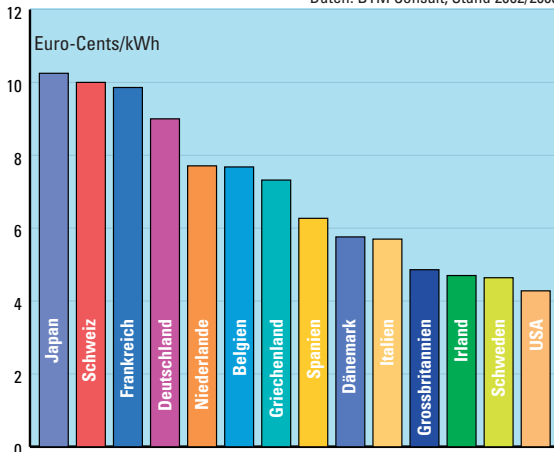
**Windenergie: Entwicklung bis 2006 (Prognose)**



5.24 Entwicklung der Windenergie nach Ländern und Fortschreibung bis 2006. Daten: Windpower Monthly und BTM Consult.<sup>48</sup> In Dänemark bestehen bereits Offshore-Parks, Grossbritannien, Belgien, Irland und Deutschland ziehen nach. Offshore-Daten: ReFocus/Eigene Schätzungen

**Typische Vergütung für Strom aus Windkraft**

Daten: BTM Consult, Stand 2002/2003



5.25 Einspeisevergütungen/Preise in verschiedenen Ländern. Daten BTM Consult (2002)<sup>49</sup>

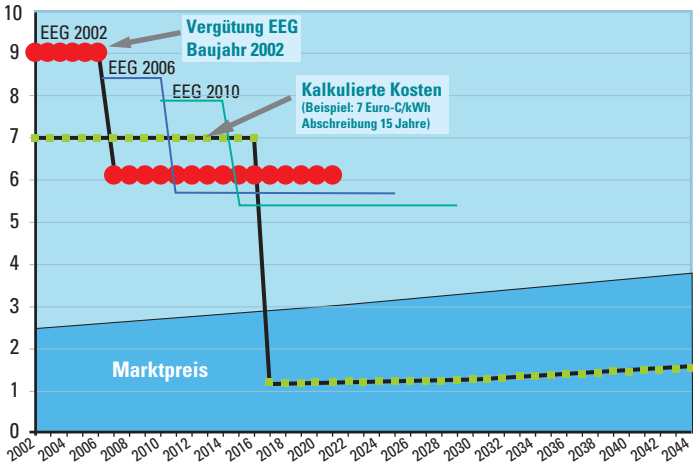
## 11. Wie wird Windstrom anderswo vergütet?

Es gibt verschiedenste Methoden, um die Windenergie direkt oder indirekt zu fördern. Die Grenze zwischen «Förderung» und marktkonformer Vergütung ist fließend. Da Windenergie keine Emissionen verursacht und bei verbrauchernahen Standorten die Netze entlastet, ist eine gesetzliche Anerkennung dieser volkswirtschaftlichen Nutzen nichts als konsequent. Dazu gehören Steuerabzüge, erleichterte Abschreibungsregeln, CO<sub>2</sub>-Abgaben, Zinsverbilligungen, Investitionsbeihilfen, Quotensysteme und garantierte Einspeisetarife:

- In den USA erhält Windstrom in den ersten zehn Jahren einen Steuerabzug von 1,5 US-Cent/kWh (Production Tax Credit. PTC). Eine ähnliche Regel gilt in Kanada. Die Steuererleichterungen wurden bisher immer nur auf zwei Jahre hin beschlossen, das letzte Mal für die Jahre 2002/2003. Diese Stop-and-Go-Politik hat die Entstehung einer soliden Windindustrie in den USA bisher verhindert.
- Frankreich hat das deutsche EEG übernommen (→ Kap. 12), allerdings nur bis zu einer Maximalleistung von 1500 MW. Die neue Rechts-Regierung unter Premier-Minister Raffarin ist (wieder) stark atomfixiert.
- In Grossbritannien gilt eine Quotenregelung (Renewable Portfolio Standard RPS), die verlangt, dass Stromhändler ab 2002 mindestens 3% ihres Stroms aus erneuerbaren Quellen beziehen und dafür ROCs (Renewable Obligation Certificats) erwerben. Die Quote wird bis 2010 schrittweise auf 10% erhöht. Wer die Quote mit eigenen Kraftwerken nicht erfüllt, kann grünen Strom zukaufen oder zum Preis von 3 Pence/kWh ROCs bei der Regierung erwerben, welche die Erträge wiederum für erneuerbare Energien einsetzt.
- Ähnliche Regelungen wie in Grossbritannien kennen Australien und verschiedene US-Bundesstaaten, unter anderem Texas, New Mexiko und Kalifornien.
- In Spanien können die Windmüller wählen zwischen einem fixen Einspeisetarif von 6,44 Euro-Cent/kWh und einer Prämie von 2,7 Euro-Cent/kWh, die den Windmüllern zusätzlich zum Markterlös gezahlt wird. Da die Marktpreise in den letzten Jahren angestiegen sind, ist die Prämie beliebter als der Einspeisetarif. Beide Vergütungen werden wie in Deutschland regelmässig reduziert, was kumuliert mit der allgemeinen Teuerung mit der Zeit zu einer starken realen Entlastung der Konsumenten führt.<sup>50</sup>
- In Dänemark wird Strom aus neuen Turbinen mit 0,43 DKK/kWh (5,7 Euro-Cents/kWh) für die ersten 12'000 Voll-Last-Stunden vergütet, (offshore während 25'000 Voll-Last-Stunden).<sup>51</sup>
- Dänemark, Niederlande, Grossbritannien und andere Länder fördern die Marktfähigkeit der Windenergie indirekt durch CO<sub>2</sub>-Abgaben auf herkömmlichen Energieträgern.

Leider sind die Stromnetze noch nicht überall offen für grünen Strom. Eine Arbeitsgruppe der Princeton University schlug schon 1996 vor, in der Inneren Mongolei (China) eine Million Windturbinen zu bauen. «Auf 83'000 km<sup>2</sup> in einem Gebiet, wo der Wind während 7900 Stunden pro Jahr bläst, gibt es Platz für 500'000 MW Leistung.»<sup>52</sup> Auf einem Prozent der Fläche Chinas könnte so die Stromproduktion von 400 Atomkraftwerken oder das Eineinhalbfache des chinesischen Verbrauchs erzeugt werden. Nur: Das staatliche Elektrizitätsmonopol setzt, unbesehen der ökologischen und finanziellen Kosten, auf Kohle und umstrittene Staudämme (Drei-Schluchten-Projekt); in China gibt es noch kein EEG...

### EEG-Einspeisevergütung für Windstrom, Baujahre 2002, 2006, 2010



5.26 Gestehungskosten, Einspeisevergütung und geschätzte Marktpreise nach dem Modell des deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Eigene Grafik. Daten Solarserver.<sup>53</sup>

## 12. Einspeisevergütungen arbeiten am besten

In Dänemark, Deutschland und Spanien wird Windenergie kostendeckend vergütet. Diese Regelung stellt die WKA mit jenen Anlagen gleich, welche die Stromkonzerne – innerhalb ihres Monopols – mit festen Absatzgarantien kostendeckend finanzierten. Anfangs noch teuer, konnten die Gestehungskosten für Windenergie auf ein Niveau gedrückt werden, welches auf einer Life-Cycle-Basis, unter Einbezug der immer volatileren Gaspreise und der Atoment-sorgung, mit der herkömmlichen Stromerzeugung wettbewerbsfähig ist. Das deutsche EEG ist für alle Anspruchsgruppen vorteilhaft:<sup>54</sup>

- Der Einspeisetarif von 9 Euro-Cents/kWh wird mindestens fünf Jahre geleistet. Danach sinkt die Vergütung auf 6,1 Euro-Cents (Stand 2003). Je nach Windhöffigkeit des Standortes auch länger. Anlagen, die schlechter arbeiten als die gesetzliche Referenzanlage (mittlere Jahreswindgeschwindigkeit 5,5 m je Sekunde in 30 Metern über Grund), erhalten bis maximal 20 Jahre lang den höheren Tarif. Dadurch können auch Gebiete mit schwächeren Winden erschlossen werden. Sie sind unter ästhetischen Gesichtspunkten oft weniger umstritten als eine hohe Konzentration von Anlagen direkt an der Küste oder auf wenigen Bergkuppen.
- Das Gesetz garantiert Investitionssicherheit über 20 Jahre. Anschlusskosten tragen die Betreiber, Netzausbaukosten die Netzbetreiber.<sup>55</sup>
- Die Konsumenten profitieren von der jährlichen Reduktion der Vergütung für Neuanlagen von 1,5%, die zusätzlich zur Inflation gilt!

Die Illustration zeigt den Mechanismus nach EEG:

- In den ersten fünf Jahren gilt die höhere Vergütung von 9 Cents (Baujahr 2002) 8,4 Euro-Cents/kWh (Baujahr 2006) und 7,9 Euro-Cents/kWh (Baujahr 2010).
- Frühestens nach jeweils fünf Jahren sinkt die Vergütung (rot) auf das tiefere Niveau von 6,1 Euro-Cents/kWh (im Jahre 2007 für Anlagen aus dem Jahr 2002).
- An windschwachen Standorten wird die höhere Vergütung weitergeführt, bis die Vergütung gemäss Referenzanlage erreicht wird.
- Für die später gebauten Anlagen kommen leicht tieferen Werte zur Anwendung (Für Baujahr 2006 sinkt die Vergütung dann frühestens ab 2011 auf 5,7 Euro-Cents/kWh, für Baujahr 2010 frühestens ab 2015 auf 5,4 Euro-Cents/kWh).
- Die interessanteste Zeit für die Investoren beginnt, wenn die Abschreibungsfrist (im Beispiel: 15 Jahre) abgelaufen ist. Dann sind das Fremd- und Eigenkapital zurückgezahlt und die Anlage erhält noch einige Jahre den gesetzlichen Einspeisetarif, danach wenigstens den Marktpreis, der in der Grafik mit 2,5 Euro-Cents/kWh (2002) eingezeichnet ist und danach – so die Annahme – um 1% pro Jahr ansteigt.
- Auch für die Konsumenten ist diese nachgelagerte Phase interessant, denn eine Vielzahl von Windkraftwerken ausserhalb des EEG drückt den Marktpreis nach unten.