

# Stand und Perspektiven der Windenergie

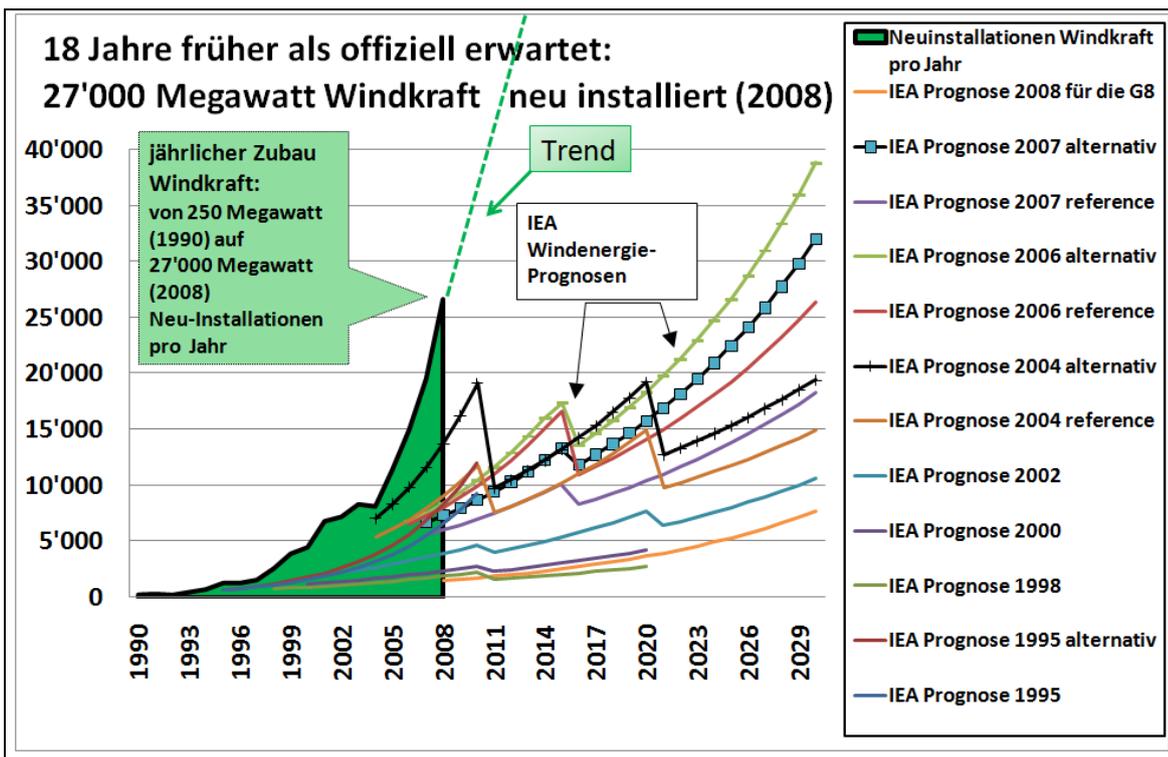
Dr. Rudolf Rechsteiner<sup>1</sup>

## Inhalt

1.	<i>Windenergie – eine Erfolgsgeschichte</i> .....	1
2.	<i>Triebkräfte des Wachstums</i> .....	4
3.	<i>Potentiale der Windenergie</i> .....	5
4.	<i>Einflussfaktoren künftiger Marktentwicklung</i> .....	7
5.	<i>Kostenentwicklung und Vergütungen</i> .....	13
6.	<i>Ausblick</i> .....	18

## 1. Windenergie – eine Erfolgsgeschichte

Windkraft wächst. Seit 1990 folgt die Expansion der Stromerzeugung aus Windenergie einem exponentiellen Wachstumspfad, mit knapp 20'000 Megawatt (MW) zusätzlich installierter Leistung im Jahre 2007, 27'000 MW im Jahre 2008 und, trotz Finanzkrise, geschätzten 30'000 MW erwartetem Zubau weltweit bis Ende 2009.



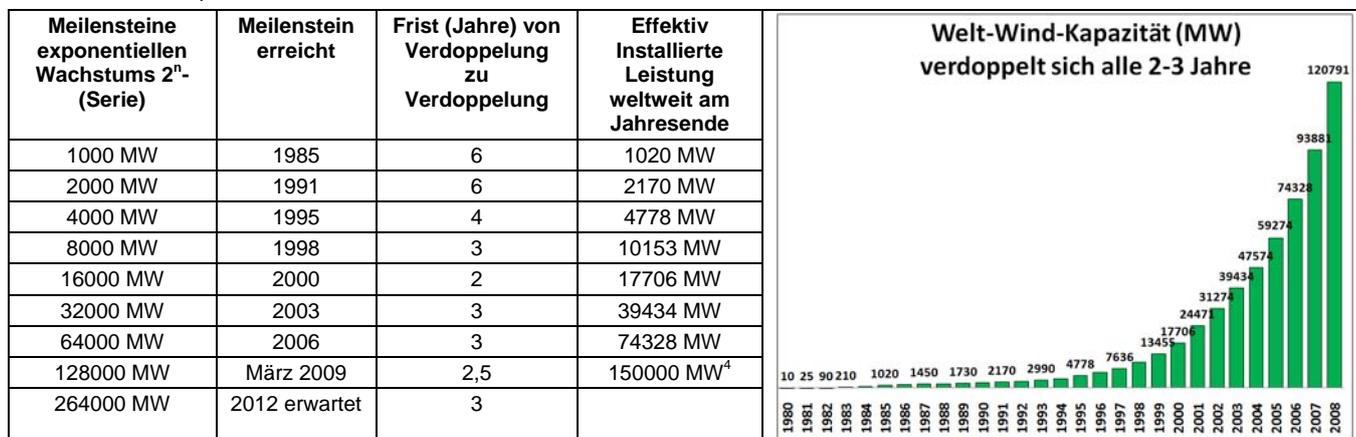
**Figur 1 jährlicher Zubau und Zubauprognosen der Internationalen Energieagentur 1995-2009 (IEA: World Energy Outlook/Windpower Monthly)**

Die Geschwindigkeit der Expansion hat alle Prognosen um ein Mehrfaches übertroffen, insbesondere die offiziellen Prognosen der Internationalen Energieagentur (IEA, Figur 1).<sup>2</sup> Es dauerte sechs Jahre von Beginn der industriellen Turbinenproduktion im Jahre 1980 bis der Meilenstein von 1000 MW

<sup>1</sup> Rudolf Rechsteiner ist seit 1995 Mitglied des schweizerischen Nationalrats (Parlament) und war massgeblich beteiligt an der Einführung von Einspeisevergütungen in die schweizerische Gesetzgebung. Er arbeitet nebenamtlich als Dozent und Publizist. [www.rechsteiner-basel.ch](http://www.rechsteiner-basel.ch)

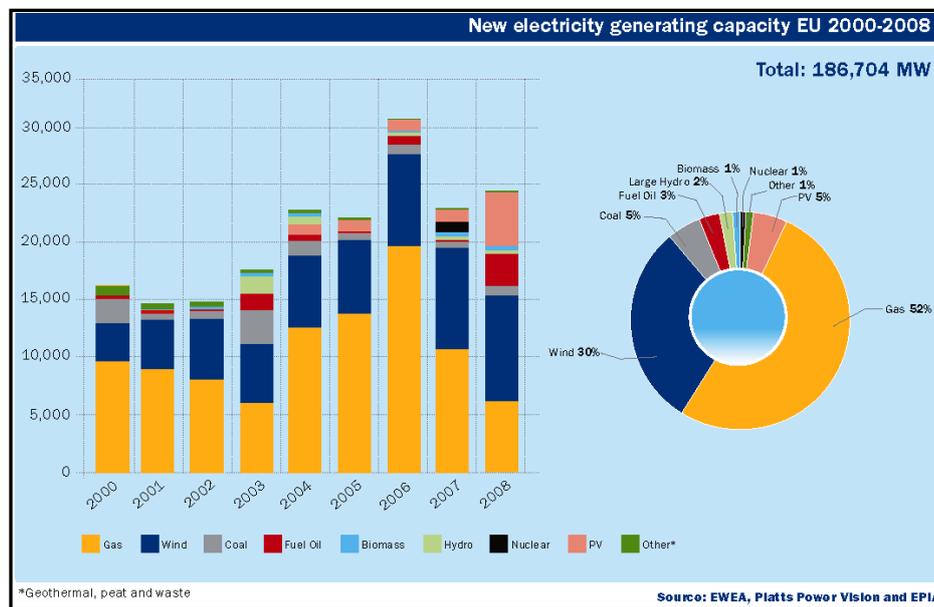
<sup>2</sup> Daten: Windpower Monthly Magazine, IEA World Energy Outlook, siehe dazu Rudolf Rechsteiner/ Energy Watch Group: Wind Power in Context – A clean Revolution in the Energy Sector, December 2008, <http://www.energywatchgroup.org/Wind-Power.54+M5d637b1e38d.0.html>

weltweit installierter Leistung überschritten wurde. Danach dauerte es weitere sechs Jahre (1985 – 1991), um diesen Meilenstein zu verdoppeln. Seit 1995 verdoppeln sich die weltweit installierten Windkapazitäten alle zweieinhalb bis drei Jahre (Figur 2). Unter den industriellen Energietechniken weist nur noch die Solarenergie ein höheres spezifisches Wachstum auf, allerdings auf tieferem Niveau hinsichtlich installierter Leistung und Stromproduktion (2008: Neuinstallationen von 7,35 GW<sub>peak</sub>, +100 Prozent)<sup>3</sup>.



**Figur 2 Meilensteine der Entwicklung der Windenergie (Windpower Monthly)**

In den letzten 30 Jahren ist die Produktivität von Windturbinen um einen Faktor 100 angestiegen. Die durchschnittliche Leistung pro Turbine stieg um mehr als 1000%. Die technische Entwicklung ermöglichte in rasantem Tempo eine Steigerung Marktanteils der Windenergie im Kraftwerksgeschäft. Der niederländische Wind-Chronist Eize De Vries hält die Expansion der Windenergie für ein „Zeichen einer neuen Aera“ und äussert die Erwartung, es handle sich um einen „historisch einmaligen Wachstumspfad, ein positiver Trend, der sich für Jahre fortsetzen wird“.<sup>5</sup>



**Figur 3 Marktanteile neu installierter Kraftwerke in Europa 2000-2008 (EWEA 2009)**

In wichtigen Märkten hat die Windenergie gemessen an der Nennleistung neu erstellter Kraftwerke inzwischen die Marktführerschaft erreicht.

In Europa lag der Marktanteil im Jahre 2008 bei 36% (8484 MW von insgesamt 23'851 MW,

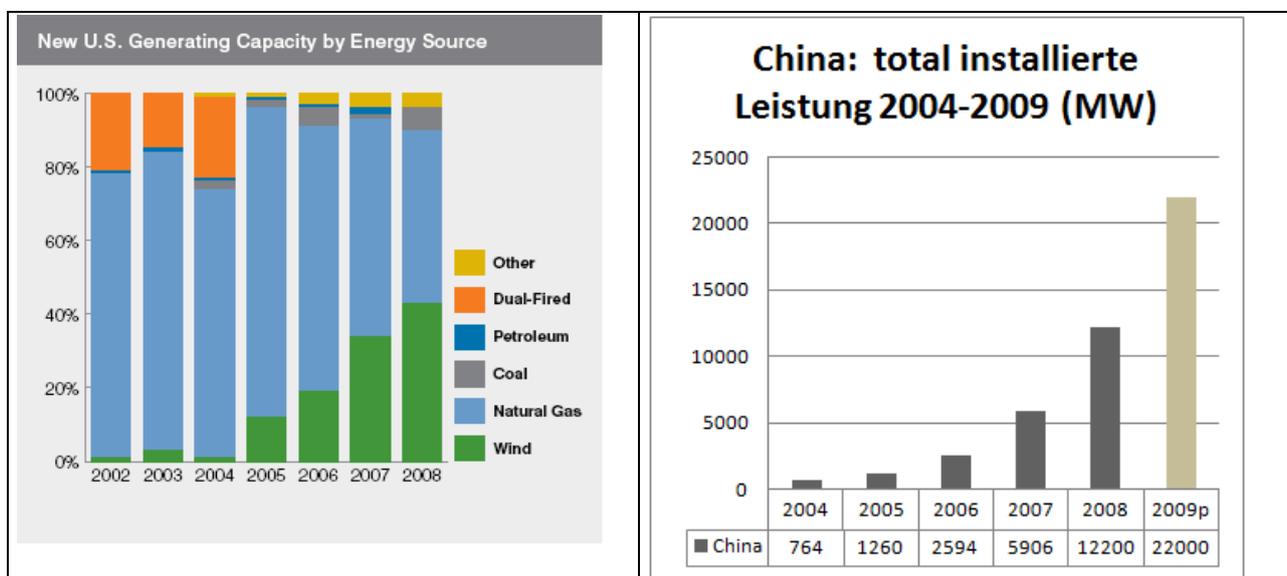
<sup>3</sup> European Commission: PV Status Report 2009, (Arnulf Jäger-Waldau: Research, Solar Cell Production and Market Implementation of Photovoltaics, August 2009, European Commission, DG Joint Research Centre) <http://re.irc.ec.europa.eu/refsys/>

<sup>4</sup> geschätzt

<sup>5</sup> Eize de Vries: The Challenge of Growth, supply chain and wind turbine up scaling challenges, Renewable Energy World, May-June 2008,

Figur 3)<sup>6</sup>, in den USA bei 42% (8545 MW von 20'200 MW neu installierter Leistung, Figur 4).<sup>7</sup>

Der Marktanteil der Windenergie an der gesamten verkauften Stromproduktion ist in der Europäischen Union (EZ-27) am höchsten. Ende 2008 produzierten hier 65 GW rund 142 TWh Strom, was 4,2 Prozent der Stromnachfrage deckt<sup>8</sup>, gefolgt von den USA (25,3 GW/ 76 TWh), was einem Marktanteil von geschätzten 1,7% entspricht.<sup>9</sup> Das spezifisch stärkste Wachstum der Neuinstallationen wird seit 2005 in China verzeichnet (Figur 5).<sup>10</sup>



**Figur 4 Marktanteile neu installierter Kraftwerke in den USA 2000-2008 (AWEA)**

**Figur 5 Entwicklung installierten Leistung in China (Windpower Monthly)**

Bemerkenswert ist die unterschiedliche Dynamik der verschiedenen als „CO<sub>2</sub>-arm“ bezeichneten Technologien. Während die Windenergie und die Solarenergie exponentiell wachsen (Figur 2 und Figur 6), stagniert die installierte Leistung der Kernenergie (Figur 7), was zu einem sinkenden Marktanteil führt (2008: noch 13,6% der Weltstromerzeugung).

Seit 2006 bewegt sich die produzierte Menge Atomstrom rückläufig (2006/2007: -1,9%; 2007/2008: -0,5%).<sup>11</sup>

<sup>6</sup> EWEA: 2008 statistics: wind now leads EU power sector

[http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/statistics/2008\\_wind\\_map.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/statistics/2008_wind_map.pdf)

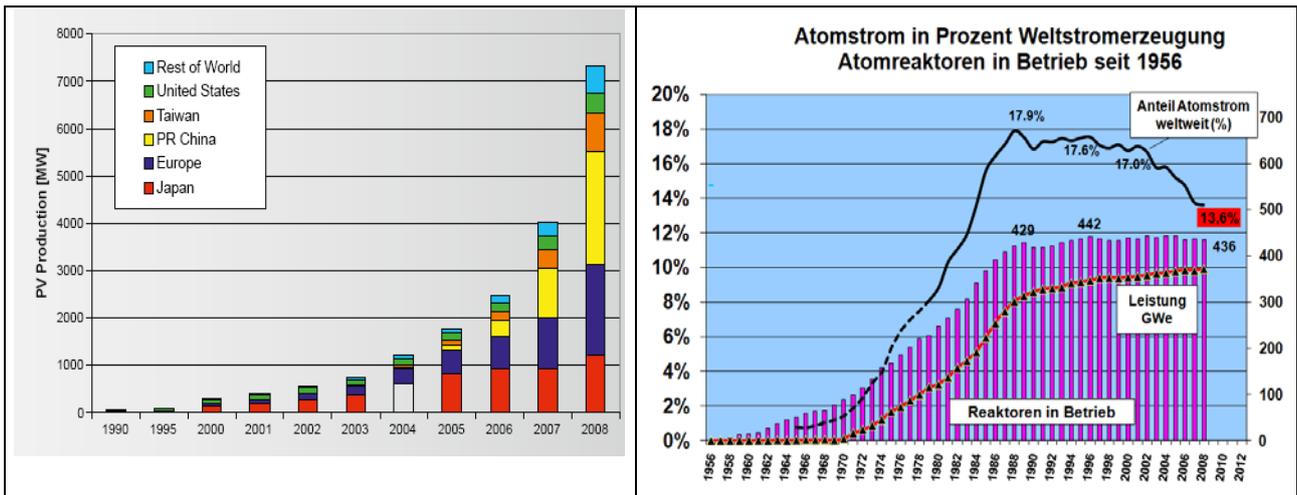
<sup>7</sup> AWEA: Wind power Outlook 2009, [http://www.awea.org/pubs/documents/Outlook\\_2009.pdf](http://www.awea.org/pubs/documents/Outlook_2009.pdf)

<sup>8</sup> Quelle: siehe Fussnote 6. Die Angaben beziehen sich auf die Kapazität Ende Jahr.

<sup>9</sup> Diese Schätzung bezieht sich auf die Stromerzeugung aus der per Ende 2008 erstellten Gesamtleistung. Die in den USA erzielten Jahreslaufzeiten von Windkraftanlagen sind höher als in Europa. Wisser & Bolinger schätzen diese für die neu installierte Leistung auf 3000 Vollaststunden pro Jahr. Siehe Ryan Wisser, Mark Bolinger: Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2007, May 2008 ed. US Department of Energy, S. 5.

<sup>10</sup> [http://steelguru.com/news/index/2009/09/28/MTEzNzgw/Slowdown signs - US wind power growth rate slows down.html](http://steelguru.com/news/index/2009/09/28/MTEzNzgw/Slowdown%20signs%20-%20US%20wind%20power%20growth%20rate%20slows%20down.html)

<sup>11</sup> Daten aus: BP Statistical Review of World Energy June 2009: Nuclear Consumption



**Figur 6 Jahresproduktion Photovoltaik (European Commission: PV Status Report 2009)**

**Figur 7 Entwicklung der Kernenergie (Anzahl Reaktoren, Marktanteil, Leistung, Daten IAEA)**

## 2. Triebkräfte des Wachstums

Vordergründig sind es die Preissteigerungen der konventionellen Energieträger, die der Windenergie seit 2005 weltweit starken Schub verliehen haben. Seit dem Jahr 2000 verzeichnen nicht nur der Erdölpreis starke Steigerungen, sondern auch die Notierungen für Erdgas, Uran und Kohle. Mitte 2009 lag der Ölpreis trotz weltweiter Rezession mit 60-75 Dollar pro Fass rund dreimal so hoch wie im Durchschnitt der 90er Jahre.

Umgekehrt sind die spezifischen Kosten der Windenergie seit 1990 um einen Faktor vier gefallen, wobei rund je die Hälfte dieser Kostenreduktion auf Skaleneffekte (Verbilligung dank Massenproduktion) und auf technologische Verbesserungen (Produktivitätsverbesserung der Anlagen) zurückgeführt werden.<sup>12</sup>

Der riesige Erfolg der Windenergie gründet allerdings jenseits von reinen Kostenüberlegungen. Es ist die Kombination von mehr als einem Dutzend positiver Eigenschaften, welche die Nutzung der Windressourcen interessant macht:

1. Die Primärenergie (Wind) ist kostenlos;
2. Die Primärenergie ist unerschöpflich, sie geht nie aus;
3. Es gibt genügend Ressourcen, um Energieunabhängigkeit in allen Weltregionen herbeizuführen;
4. Die Technik ist reif; es können stabile Lebenszykluskosten garantiert werden;
5. Windkraft ist heute wettbewerbsfähig, betrachtet über die Kosten über den ganzen Lebenszyklus einer Turbine;
6. Windkraft verursacht keine CO<sub>2</sub>-Emissionen, keine Luftemissionen und keine radioaktiven oder sonstige problematische Abfälle;
7. Windkraft benötigt kein Kühlwasser;
8. Windturbinen haben eine Energierücklaufzeit (Energy Pay-back) von weniger als einem Jahr;
9. Es gibt einen globalen, leicht erreichbaren Marktzutritt für neue Hersteller. Der Markteintritt ist niederschwellig verglichen mit anderen Kraftwerkstechniken wie Atomenergie.
10. Die Zeit von der Produktentwicklung bis zur Platzierung des Produkts am Markt (*time to market*) ist kurz.
11. Es dominieren kurze Herstellungszyklen; selbst grosse Windfarmen können innert Jahresfrist erstellt werden.
12. Windenergie ist eine junge Technik, was weitere Fortschritte auf der Lernkurve und entsprechende Kostenreduktionen erwarten lässt
13. Windenergie ist eine dezentrale Energie; sie ermöglicht es auch kleinen und mittleren Unternehmen, in die Stromerzeugung einzusteigen und Teil eines profitablen Versorgungssystems

<sup>12</sup> David Milborrow: Electricity that gets cheaper and cheaper, in: Windpower Monthly Magazine 25<sup>th</sup> Anniversary Special, July 2009, S. 47

- zu werden – im Unterschied zum Öl- und Gasgeschäft, das von wenigen exklusiven Anbietern beherrscht wird;
14. Die Distanz vom Ort der Stromerzeugung bis zum Ort des Stromverbrauchs ist mit 1-1500 km moderat, verglichen mit den Lieferdistanzen anderer Energieträger (Öl, Gas, Uran, Kohle);
  15. Windenergie hat viele positive Nebenwirkungen für die Hersteller und für die Nutzer, namentlich: Steuereinnahmen, Einkommen für Bauern und Landbesitzer (relevant besonders in abgelegenen Gebieten) sowie Lerneffekte bei den Herstellern;
  16. Windenergie führt zur Schaffung von Know-how und Arbeitsplätzen, immer öfter im Nutzerland selber.

Diese Vielzahl von Indizien erklärt, weshalb Windenergie weltweit immer breiteren Zuspruch erfährt. Und weshalb sich die Expansion auch in den kommenden Jahrzehnten dynamisch fortsetzen dürfte.

### 3. Potentiale der Windenergie

Die weltweiten Windressourcen sind sehr viel grösser als der aktuelle Strombedarf. Im Jahre 2005 schätzten Archer und Jakobson, dass die Nutzung von 20 Prozent der physikalischen Windpotentiale (mit einer jährlichen Stromerzeugung von 123'000 TWh) ausreichen würde, um das Siebenfache des aktuellen Weltstromverbrauchs zu decken.<sup>13</sup> Diese Energiemenge entspräche der Gesamtheit aller weltweit kommerziell genutzten Primärenergien.

Eine jüngere Studie der US National Academy of Science (Xi Lua, PNAS 2009) beziffert das Potential zur Stromerzeugung aus Windenergie onshore und offshore auf 1'300'000 TWh.<sup>14</sup> Dies ist das 64-Fache des aktuellen Welt-Stromverbrauchs von 20'200 TWh (2008)<sup>15</sup>.

Dieser Schätzung wurden nur Nutzungsflächen zugrunde gelegt, die weder urban genutzt noch bewaldet und zudem eisfrei sind. Für Offshore-Turbinen wurden die Standorte auf Meeresgebiete eingeschränkt, die maximal 92,6 km (50 Seemeilen) von der Küste entfernt sind und weniger als 200 Meter Wassertiefe aufweisen, was als konservativ zu betrachten ist angesichts der Expansion in der Nordsee und der im Test befindlichen Pilotanlagen schwimmender Windturbinen im Atlantik und im Mittelmeer.

Die PNAS-Studie beschränkt zudem die mittlere Leistung der Turbinen auf durchschnittlich 2,5 MW onshore und 3,6 MW offshore. Es wird eine spezifische Leistungsdichte von bloss 8,9 MW/km<sup>2</sup> onshore und 5,8 MW/km<sup>2</sup> offshore zugrunde gelegt. Bleiben die marginalen Wind-Nutzungsgebiete mit einem Kapazitätsfaktor von unter 20% unberücksichtigt, resultiert noch ein Nutzungspotential von 840'000 TWh, entsprechend dem 40fachen des aktuellen Welt-Stromverbrauchs.<sup>16</sup>

#### Windpotentiale Europa

Eine Untersuchung des Europäischen Umweltamtes (EEA 2009) veranschlagt die technischen Potentiale der Windenergie im dicht besiedelten Westeuropa (Europäische Union inkl. Schweiz und Norwegen, ohne Russland!) auf das 20-fache des Stromverbrauchs (2008).<sup>17</sup> Die Potentiale werden wie folgt kategorisiert:

- 75'000 TWh technisches Potential
- 30'400 TWh ökonomisch nutzbare Potentiale nach Abzug von Naturschutzgebieten und weniger interessanten Standorten
- 12'200 TWh „ökonomisch wettbewerbsfähiges Potential im Jahr 2020“<sup>18</sup>, davon 9600 TWh onshore und 2600 TWh offshore.

<sup>13</sup> Archer CL, Jacobson MZ (2005) Evaluation of global wind power. *J Geophys Res* 110:D12110.

<sup>14</sup> Xi Lua, Michael B. Mc Elroy, and Juha Kiviluoma: Global potential for wind-generated electricity, *Proceedings of the National Academy of Sciences*, Vol. 106, No. 27. (7 July 2009), PNAS pp. 10933-10938.

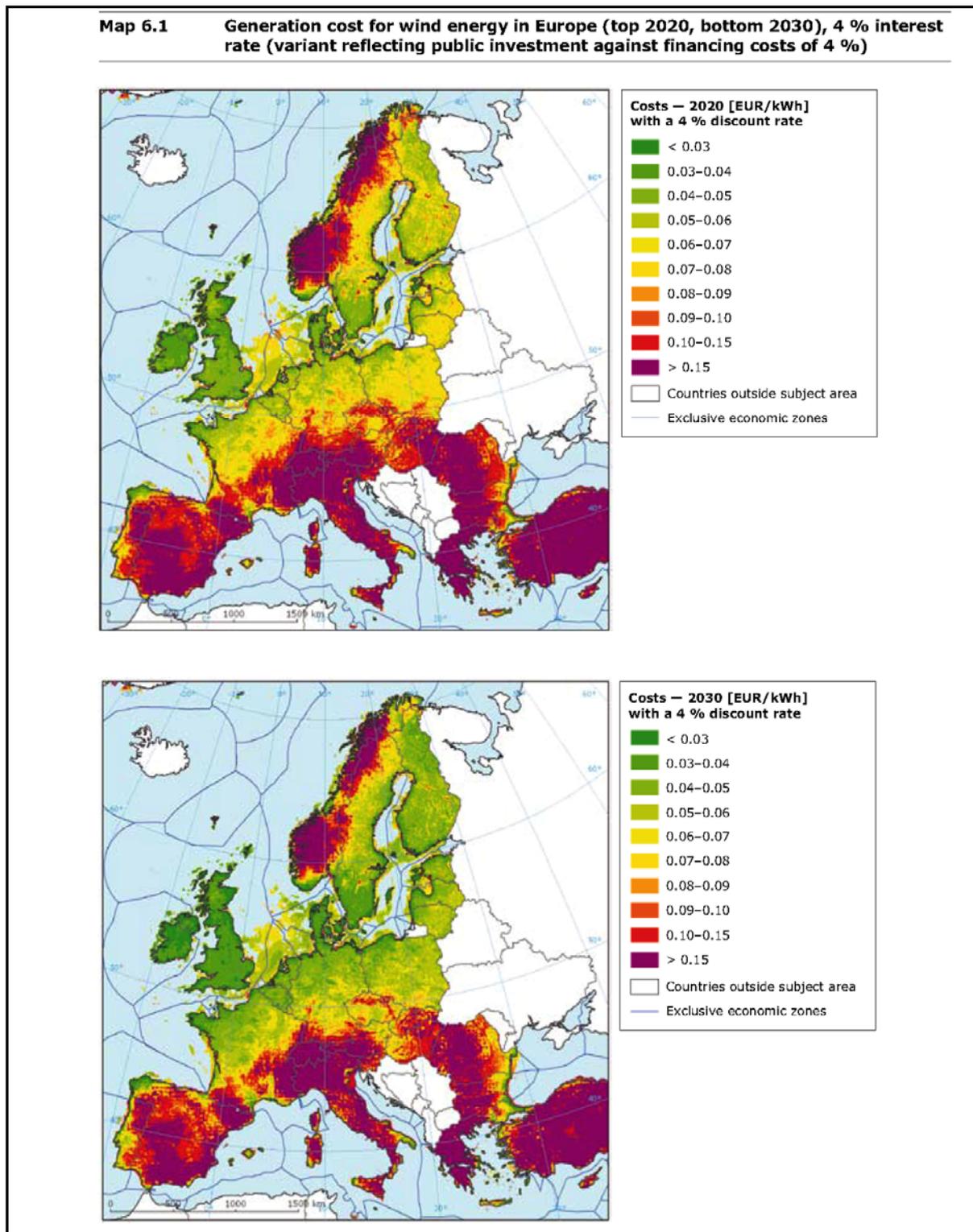
<sup>15</sup> BP Statistical Review of World Energy June 2009

<sup>16</sup> BP Statistical Review of World Energy June 2009

<sup>17</sup> European Environmental Agency (EEA): Europe's onshore and offshore wind energy potential, an assessment of environmental and economic constraints. EEA Technical report 6/2009, Copenhagen 2009

<sup>18</sup> "Economically competitive potential" is calculated based on the forecasted costs of developing and running wind farms in 2020 and 2030, relative to projected average energy generation costs derived from the Commission's baseline scenario. This scenario is based on the CO2

Die als wettbewerbsfähig bezeichneten Windstrom-Potentiale entsprechen somit dem 3,6fachen des europäischen Stromverbrauchs von 3400 TWh.<sup>19</sup>



**Figur 8 Kosten und Potentiale der Windenergie in Europa 2020 und 2030 (EEA 2009)**

Damit ist der Nachweis erbracht, dass die Windenergie auch für Europa eine reichliche und kostengünstige Versorgungsmöglichkeit eröffnet. Diese Perspektiven haben allerdings noch nicht den Weg

price of 22 EUR/t CO<sub>2</sub> in 2020 and 24 EUR/t CO<sub>2</sub> in 2030 and on oil prices of 55 USD/bbl in 2005 rising to 63 USD/ bbl in 2030. It does not include policies to reduce greenhouse gases in view of the Kyoto and possible post-Kyoto commitments.” EEA 2009 p. 5

<sup>19</sup> European Environmental Agency: Europe’s onshore and offshore wind energy potential, an assessment of environmental and economic constraints. EEA Technical report 6/2009, Copenhagen 2009

ins Bewusstsein aller politischen Entscheidungsträger gefunden.

Voraussetzung für ihre Erschliessung ist die Erweiterung und Modernisierung der Stromnetze. Insbesondere in West- und Nordeuropa werden grosse Gebiete identifiziert, in denen Windstrom für nur 3-6 €-Cents/kWh produziert werden kann (Figur 8).<sup>20</sup> Die Kostenberechnung unterstellt eine interne Verzinsung von 4% („public investment“ rate of return).

### Dynamische Ausdehnung der Windressourcen im Zeitablauf

Der Umfang hoch produktiver Windzonen hat sich in den letzten Jahrzehnten immer weiter ausgedehnt, weil die spezifischen Kosten der Wind-Stromerzeugung im Zeitablauf gesunken ist. Durch den Preisanstieg und die steigende Volatilität der Preise für fossile und nukleare Brennstoffe dürfte sich das Potential von Gebieten mit wettbewerbsfähiger Windstromproduktion zusätzlich erhöhen.

Land	Stromverbrauch TWh	Windpotential onshore TWh	Windpotential offshore TWh	Windpotential total TWh	Windpotential als Vielfaches des Verbrauchs
USA	3'815.9	74'000	14'000	88'000	23.1
China	2'398.5	39'000	4'600	43'600	18.2
Russland	779.6	120'000	23'000	143'000	183.4
Japan	974.10	570	2'700	3'270	3.4
Indien	488.8	2'900	1'100	4'000	8.2
Deutschland	545.7	3'200	940	4'140	7.6
Canada	540.5	78'000	21'000	99'000	183.2
Grossbritannien	348.6	4'400	6'200	10'600	30.4
Süd-Korea	352.2	130	990	1'120	3.2
Italien	307.5	250	160	410	1.3

**Figur 9 Windpotentiale ausgewählter Länder (PNAS 2009)**

Die ökonomisch interessanten Handlungsspielräume für die Nutzung von Windenergie sind somit überaus gross und weiter wachsend, und dies selbst in dicht besiedelten Weltregionen wie Europa, China, Indien oder USA. China könnte seinen Stromverbrauch beispielsweise mehr als 18fach aus Windenergie decken, Indien achtfach und die USA 23-fach.

## 4. Einflussfaktoren künftiger Marktentwicklung

Massgeblich für den künftigen Erfolg der Windenergie ist die technologische Weiterentwicklung und der politische Rahmen, in dem sich die Windenergie bewegen kann.

Es geht dabei nicht bloss um die Verbesserung der Leistung, der Produktivität und der Kosten konventioneller Turbinen, sondern ebenso sehr um faire Marktzugangs- und Vergütungsregeln, um die Vernetzung von Produktionsgebieten in verschiedenen Wetterzonen und die Verknüpfung mit den Bevölkerungszentren sowie um die Verknüpfung der Windenergie mit anderen Technologien zur Stromerzeugung und mit Stromspeichern.

### Grössere Turbinen

Eine starke Steigerung der Produktivität von Windturbinen wurde und wird erreicht durch grössere Rotoren. Mit jeder Verlängerung der Rotorblätter vermehrt sich die Stromproduktion tendenziell im Quadrat.

Alle grossen Anbieter sind im Begriff, die eine neue Leistungsklasse von Turbinen mit 2,5-3,6 MW am Markt einzuführen. Diese Modelle werden die herkömmlichen Onshore-Turbinen der 1,8-2,3-MW-Klasse ablösen.

Im offshore-Sektor gibt es ein halbes Dutzend Hersteller, welche Grossturbinen der Leistungsklasse 4,5-6 MW angekündigt haben oder bereits seriell anbieten. Es handelt sich um Firmen wie Vestas, Siemens, Repower, Bard, Areva und Gamesa.

Ergänzend werden auch die älteren Leistungsklassen von 0,8 bis 2,3 verbessert. Insbesondere ist

<sup>20</sup> Grafik aus European Environmental Agency: Europe's onshore and offshore wind energy potential, an assessment of environmental and economic constraints. EEA Technical report 6/2009, Copenhagen 2009 S. 43

eine Erhöhung der mittleren Nabenhöhe (von früher 70-80 Meter auf 80-110 Meter) und eine Verlängerung der Rotorflügel (bei gleichbleibender Nennleistung) zu beobachten – so zum Beispiel die neue V100/1,8-MW-Anlage von Vestas (100 Meter Rotordurchmesser). Diese Modifikationen ermöglichen Produktivitätsfortschritte in Zonen mit mässiger Windstärke oder schlechter Zugänglichkeit. Gebiete, die früher als nur marginal nutzbar galten, steigen so zu Nutzungszonen mittlerer Produktivität auf.



**Figur 10 Anstieg der Nennleistung neuer Windturbinen in Deutschland , 1990-2008 (Daten DEWI)<sup>21</sup>**

## Weitere Innovationen

Der Wirkungsgrad von Turbinen wird durch eine Vielzahl weiterer Innovationen gesteigert. Verbesserungen der Leistungselektronik verringern die Umwandlungsverluste. Leichtere Materialien, neue Beschichtungen, höhere und leichtere Türme, bessere Getriebe, Ersatz der Getriebe durch Direktantrieb, Einführung von Permanent-Magneten usw.

Sie alle sollen die Unterhaltskosten reduzieren und den Wirkungsgrad verbessern. Ebenfalls verbessert wurde die Fähigkeit von Windturbinen, im Falle von Spannungsabfall das Netz zu stabilisieren (sogenannte ride-through-capability). Damit sind Windturbinen in der Lage, ähnliche Funktionen zur Netzstabilisierung wahrzunehmen wie klassische konventionelle Kraftwerke.

## Netzintegration

Entscheidend für den Ausbau der Windenergie ist der Zugang zu den Kunden. Dies erfordert einen Ausbau der herkömmlichen Netzinfrastruktur, die nicht auf die Zufuhr grosser Stromleistung aus der Peripherie in dicht bewohnte Gebiete ausgerichtet ist.

Ein wichtiger Teil der Netzintegration bilden die regulatorischen Elemente: garantierter Netzzugang, vorrangige Abnahme und Durchleitung von Strom aus erneuerbaren Energien, funktionierende Spotmärkte, Zugriff auf Stromspeicher und Verbesserung der Windprognosen.

Bei den Planungsregeln für bei der Neuregelung der Kostenverteilung für den Netzausbau wurden in den letzten Jahren in vielen Ländern bedeutende Fortschritte erzielt. Weil die bedeutenden Potentiale der Windenergie zunehmend erkannt werden sind es nicht mehr allein die Neuinvestoren, die die Kosten des Netzausbaus tragen müssen.

In der Europäischen Union wurde der Stromsektor grundlegend neu geregelt. Entscheidend war das sogenannte *unbundling*, die Trennung des Netzbetriebs von den Kraftwerken zur Stromerzeugung, der nichtdiskriminierende Netzzugang und die Schaffung von unabhängigen Netzbetreiber (Transmission System Operators, TSOs).

<sup>21</sup> Deutsches Windenergie Institut (DEWI) Status 31.12.2008 <http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=1&L=1>

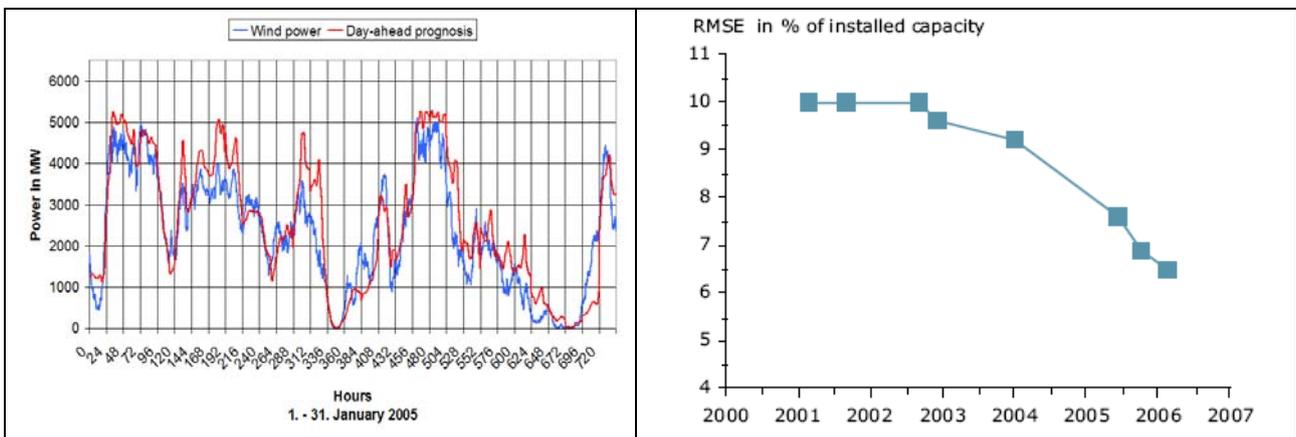
Die Bedingungen für den Marktzutritt der Windenergie und für den Transport zu neuen Kunden wurden dadurch stark verbessert. Mit dem dritten Energiepaket vom 22. April 2009 hat die EU weitere Neuerungen beschlossen, die die Nutzung von erneuerbaren Energien erleichtert:

- die Etablierung eines Europäischen Netzes der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE);
- die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber, jedes Jahr einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen;
- die Gründung einer EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

Zentral geplante Netze zur Verknüpfung Hunderter dezentraler Stromerzeuger mit erneuerbaren Energien haben multifunktionale Vorteile: (1) sie verbessern die Versorgungssicherheit der Konsumenten dank Erschliessung von unerschöpflichen Ressourcen, (2) sie gleichen die Fluktuationen der Stromerzeugung von einzelnen, isolierten Standorten aus, (3) sie erleichtern die Verknüpfung mit bestehenden oder neuen Speicherkapazitäten (zum Beispiel Pumpspeicherwerken) und (4) sie erhöhen den Wettbewerb zwischen den besten und kostengünstigsten Technologien zur Stromerzeugung.

### Bessere Windprognosen

Die Stromerzeugungsprognosen aus Windenergie wurden dank neuen, computergestützten Programmen wesentlich verbessert (Figur 11 und Figur 12). Heute kann die Leistung von Windkraftwerken 24 Stunden im voraus ähnlich verlässlich in den Leistungsplan der Netzbetreiber eingeplant werden wie der Strom aus konventionellen Kraftwerken.



**Figur 11 Beispiel einer Windstromprognose - day ahead (EWEC 2008)<sup>22</sup>**

**Figur 12 Rückgang des mittleren Prognose-Irrtums (root mean square error) von Windturbinen 2000-2006 (EEA 2009)**

### Steigende Kapitalkraft der Investoren

Auf der Nachfrageseite wurden die kleinen und mittleren Projektentwickler sowie Finanzfonds, die zu Beginn der Entwicklung der Windenergie das Feld dominierten, durch professionelle Grossinvestoren (Banken, Versicherungen) und durch grosse Stromversorger verdrängt, die über die nötige Kapitalkraft zum Aufbau eines global aufgestellten Wind-Portfolios verfügen.

Wegen der Lieferengpässe in den Jahren 2006-2008 kamen kleine und mittlere Investoren und lokale Entwickler von Windfarmen in Bürgerhand kaum mehr in Besitz neuer Windturbinen. Es ist aber nicht auszuschliessen, dass lokal verankerte Projektgesellschaften ein Comeback erleben werden, nicht zuletzt weil die Einspeisung von kleinen lokalen Einheiten in die Verteilnetze wenig Ansprüche an den Netzausbau stellen.

Im offshore Sektor ist der Markteintritt kleiner, unabhängiger Investoren schwierig, denn die Projekte sind komplex und erfordern deutlich mehr Kapital als onshore-Installationen. Andererseits bestehen offshore die grössten Spielräume zur Kostensenkung.

<sup>22</sup> Marian Klobasa: Analysis of demand response and wind integration in Germany's electricity market, Fraunhofer Institute for System and Innovation Research, European Wind Energy Conference 2008, original source: Vattenfall

## „Erneuerbare Energien-Zonen“ und Windfarmen

Länder mit besonders dynamischen Windindustrien sind dazu übergegangen, die Netzausbauten und Bewilligungsverfahren durch die Schaffung von Erneuerbare-Energien-Zonen zu vereinfachen, in Texas beispielsweise *Competitive Renewable Energy Zones (CREZ)* genannt. Dort werden nicht mehr einzelne Projekte oder Turbinen bewilligt, sondern geographisch definierte Zonen zur Entwicklung riesiger Windfarmen für Jahrzehnte mittels Konzession vergeben. In Texas und in China entstehen so in spezifischen Gebieten Grosskraftwerke mit je 5-10 Gigawatt Leistung oder mehr. Auch die deutschen und britischen Offshore-Windzonen operieren in diesen Dimensionen. Die Konzessionen der britischen Offshore-Windfarmen werden auf 50 Jahre Nutzungszeit ausgeschrieben.

### Markteintritt der Big Boys

Innerhalb der Windindustrie wurden die Beschaffungsketten in den letzten Jahren globalisiert. Fast alle Hersteller konventioneller Kraftwerke sind durch Übernahme kleinerer Fabrikanten ins Windgeschäft vorgestossen. Ein grosser Teil des know how-Transfers erfolgte über Akquisitionen ().

Käufer-Firma	Sitz	Gekaufte Firma	Sitz	Jahr
Enron Wind (später GE)	USA	Zond Systems	USA	1997
Enron Wind (später GE)	USA	Tacke Wind	Deutschland	1997
General Electric (GE)	USA	Enron Wind	USA	2002
Vestas	Dänemark	NEG Micon	Dänemark	2003
Gamesa	Spanien	Made	Spanien	2003
Siemens	Deutschland	Bonus	Dänemark	2004
Acciona	Spanien	Ingetur	Spanien	2005
Areva	France	Multibrid	Deutschland	2007
Suzlon	India	Repower	Deutschland	2007
Alstom	France	Ecotecnia	Spanien	2008
Goldwind	China	Vensys	Deutschland	2008
General Electric	USA	Scanwind	Norwegen	2009

**Figur 13 Mergers&Acquisitions von Windturbinen-Herstellern (Rechsteiner 2009)<sup>23</sup>**

Die grossen transnational operierenden Hersteller sind dazu übergegangen, in neuen Absatzgebieten innert kurzer Zeit neue Produktionseinheiten für Komponenten aufzubauen. Dies erhöht die Akzeptanz der Windenergie und kann nebenbei zur Reduktion der Transportkosten und Währungsrisiken beitragen.

Alle Anbieter stehen seit Beginn der Finanzkrise unter verstärktem Wettbewerbsdruck. Dieser wird durch eine Vielzahl neuer Anbieter aus China zusätzlich angeheizt.

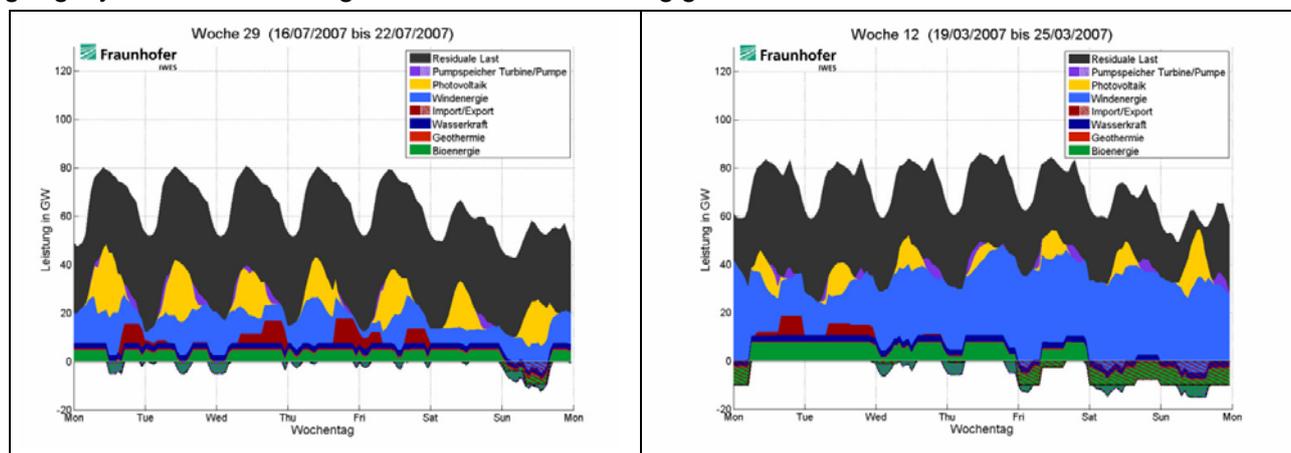
<sup>23</sup> Rudolf Rechsteiner/ Energy Watch Group: Wind Power in Context – A clean Revolution in the Energy Sector, December 2008, <http://www.energywatchgroup.org/Wind-Power.54+M5d637b1e38d.0.html>

	Bis 1 MW	bis 1.5 MW	Bis 2.5 MW	Bis 2.5-5 MW	5 MW and more
10 weltgrößte Hersteller (2007/2008)		Acciona (Spanien) Goldwind (China) Sinovel (China)	Gamesa (Spanien) General Electric (US) Nordex (Deutschland) Suzlon (Ind.)	Siemens (Deutschland/DK) Vestas (DK)	Enercon (Deutschland)
Andere Hersteller (2008)	Conergy (Deutschland) Unison (Korea) Vergnet (France) Windflow (New Zealand)	Alstom- Ecotécnia (F/E) CKD (Czech) Dongfang (China) Eozen (Spanien) Huayi (China) New United (China) Torres (Spanien) Vensys (China/D)	Clipper (US) CTC/Dewind (USA/Deutschland) Fuhrländer (Deutschland)	WinWinD (Finland) Mitsubishi Heavy Industries (Japan)	Bard (Deutschland) Repower (Ger/India) Multibrid/Areva (Deutschland/France)
Hersteller im Pilotstadium	Hui De (China) Innovative Wind Power (IWP, Deutschland) Wu Zhong (China) GC-Nordic (China)	CCWE (China) Harbin wind power equipment (China) Leitwind (Italy) Norwin (DK) ReGen Powertech (Ind.) Shanghai Electric (Chin) Tian-Wei (China)	Avantis Energy (China) Beijing Bei Zhong (China) CSR Zhuzhou (China)	Doosan (Korea) ScanWind (Norway)	DarWinD (NL)
Neue Hersteller ohne Angaben spezifischer Produkte	ACSA (Spanien) AAER (Canada), Emergya Wind Technologies (NL) Harokasan (Japan), Norwin (DK) Seewind (Deutschland), Subaru (Japan), Turbowinds (Belgium), <b>From China:</b> Zhejiang Yunda Windey, Mingyang Wind Power Technology Co. Ltd., Galaxy Wind, Xiangtan Electric Manufacturing Co. Ltd. (XEMC), Baoding, Beijing Wandian, Changzhou Railcar Propulsion Engineering Center (CPC, Wind Power Equipment Manufacturing Company, ZheJiang, Envision, Chongqing Haizhuang Wind Power Equipment (CSIC), Guangzhou Enggawind Energy Ltd. Co., Harbin Turbine Company Co. Ltd. (HTC), Nantong Kailian Windpower Equipment Co. Ltd., Shanghai Wande Wind Power Co. Ltd., Shenyang Huachuang Wind Energy Co. Ltd., Wuxi-Baonan Machine Building Co. Ltd., Huayi Goldwind Wind Power Co. Ltd., Guizhou Changzheng Electrical Apparatus Co. Ltd., Jiangxi Zhonghang, Tianjin Eastern Steam Turbine Engineering Co Ltd., Wuzhong Instrument /Meters Co., Ltd., Baoding Huide Wind power engineer Co., Ltd., Hunan Hara XEMC Windpower Co Ltd. (Hara), Guodian, Sufoma				

**Figur 14 Anbieter von Windturbinen 2007/2008 – ohne Anspruch auf Vollständigkeit**

## Veränderungen im Strommix

Die Steigerung des Windstromanteils bleibt nicht ohne Folgen für die übrigen Stromanbieter. Weil die Wind-, Solar- und Laufwasserkraftwerke die tiefsten variablen Kosten unter allen Stromerzeugungstechnologien aufweisen, bleiben die erneuerbaren Energien in allen marktwirtschaftlichen Versorgungssystemen bei niedrigem Strombedarf vorrangig am Netz.



**Figur 15 Schwindender Bedarf an Bandenergie: Dynamische Simulation der woche mit dem höchsten und mit dem niedrigsten Angebot an erneuerbaren Energien (IWES-Studie 2009)<sup>24</sup>**

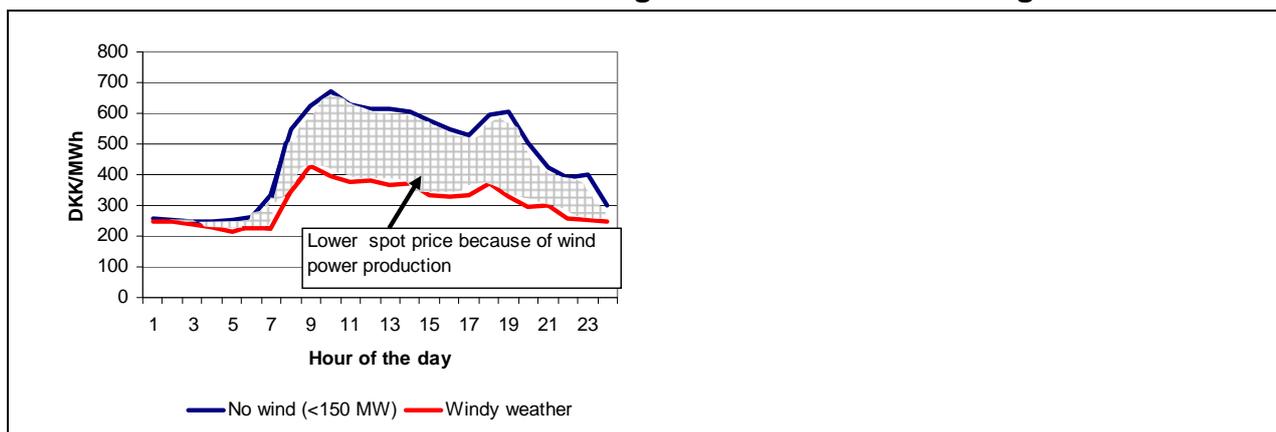
Dadurch wird der herkömmliche Strommix neu aufgemischt. Erneuerbare Energien bilden die moderne „Grundleistung“. Diese fluktuiert allerdings nach Wind und Wetter stärker als die „Bandenergie“ der herkömmlichen Anbieter. „Bandenergie“ aus Atom und Kohle wird in Zukunft deshalb einen immer kleineren Marktanteil bestreiten, wie eine Studie des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Systemtechnik nachweist. Gefragt sind stattdessen flexiblere Einheiten, welche in kurzer Frist Spitzenenergie

<sup>24</sup> Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem BEE-Szenario „Stromversorgung 2020“, 15. September 2009, Hintergrundpapier zur Studie von Fraunhofer IWES im Auftrag des BEE. Die IWES Studie ist für Oktober 2009 angekündigt.

bereitstellen.

Diese Entwicklung trifft die konventionellen Kraftwerkstechnologien unterschiedlich. Gaskraftwerke können sich gut an kurzfristige Schwankungen anpassen. Sie weisen tiefe Fixkosten und etwas höhere Brennstoffkosten auf als Atom und Kohle, können sich aber wegen ihrer Flexibilität weiterhin auf Abnehmer zählen. Für Kohle- und Atomkraftwerke ist dies weit weniger der Fall. Wenn sie ihre Leistung mangels verfügbarer Abnehmer zurückfahren müssen, sinkt ihre Auslastung bei gleichbleibend hohen Fixkosten. Auch entstehen erhöhte Energieverluste durch das langsame An- und Abfahren der Betriebstemperaturen, was die Rentabilität senkt.

### Merit-order-Effekt oder: wie die Windenergie den Strommix verbilligt



**Figur 16 tieferer Spotpreis (rot) am dänischen Strommarkt bei windigem Wetter (EWEC 2007)<sup>25</sup>**

Dazu kommt ein weiterer Markteffekt, der die konventionellen Stromanbieter zusätzlich trifft: Nach den Spielregeln des Marktes gibt immer das teuerste, zuletzt zugeschaltete Kraftwerk den Preis für die *gesamte* gehandelte Strommenge vor. Bei starkem Wind oder bei starker Sonneneinstrahlung spart man somit nicht nur das teuerste Kraftwerk weg, sondern der bezahlte Preis reduziert sich für *alle* am Netz verbleibenden Lieferungen. Windet es stark, sinken somit die Kosten innerhalb der ganzen Regelzone.<sup>26</sup>

„Für das Jahr 2006 ist die Summe aus Marktwert und Merit-Order-Effekt sogar höher als die gesamte EEG-Vergütungssumme“, heisst es in einem Gutachten des BMU.<sup>27</sup> Die Kosten der EEG-Umlage – also die Mehrkosten aller Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien umgelegt auf die Konsumenten – betragen damals 0,8 €-Cents/kWh oder 3,3 Mrd. Euro. Die Ersparnisse dank den Einspeisevergütungen auf 4,98 Milliarden Euro beziffert. Übers Ganze gesehen, so das Gutachten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), verbilligten die erneuerbaren Energien den deutschen Strom während des ganzen Jahres 2006 um 0,783 Eurocents pro kWh.

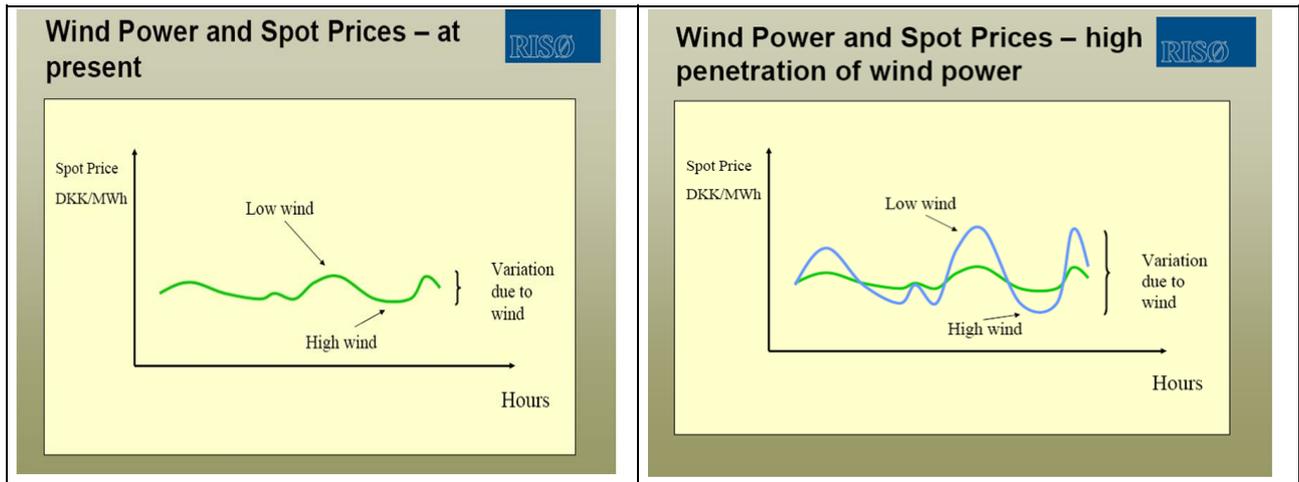
<sup>25</sup> Poul Eric Morthorst: market impacts of wind integration, EWEC conference paper Milan 2007 and Rune Moesgaard and Poul Erik Morthorst: The effect of wind power on spot market prices, Danish Wind Industry Association – Risoe/DTU EWEC 2007

<sup>26</sup> “High winds slash Spanish energy prices”, Giles Tremlett guardian.co.uk, Monday 9 February 2009,

<sup>27</sup> In Frank Sensfuß, Mario Ragwitz: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel p. 14

[http://www.hwwi.de/Publikationen\\_Einzel.5118.0.html?&tx\\_wilpubdb\\_pi1\[publication\\_id\]=290&tx\\_wilpubdb\\_pi1\[back\]=50&cHash=e38b4c498f](http://www.hwwi.de/Publikationen_Einzel.5118.0.html?&tx_wilpubdb_pi1[publication_id]=290&tx_wilpubdb_pi1[back]=50&cHash=e38b4c498f)

## Steigende Volatilität der Strompreise



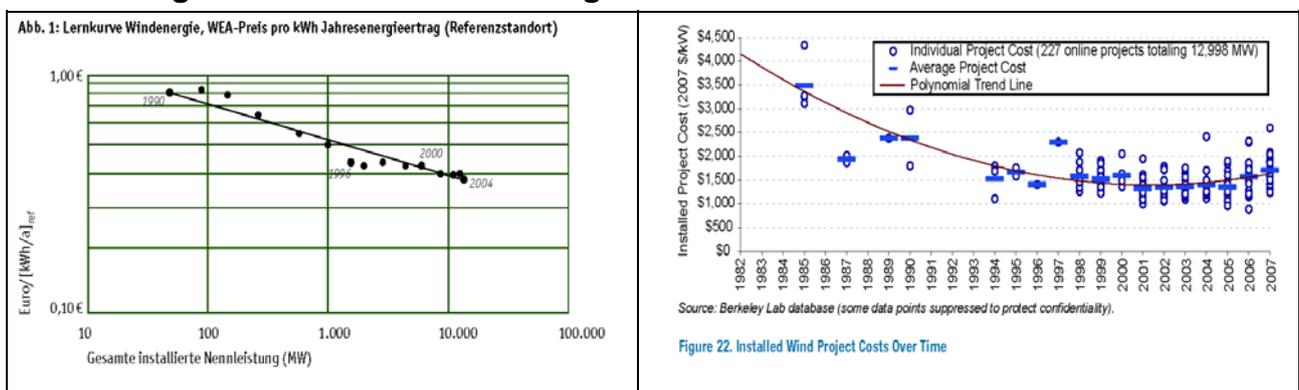
**Figur 17 Windenergie und Spotmarktpreise – zunehmende Volatilität erwartet**<sup>28</sup>

Generell wird durch die Expansion der Windenergie eine höhere Volatilität der Strompreise erwartet. Bei starkem Wind fallen die Spotmarktpreise ab. Es entstehen dadurch starke Anreize für den Ausbau und Verknüpfung der Übertragungsnetze, um die (im Extremfall zu negativen Kosten verfügbare)<sup>29</sup> Windenergie kostendeckend zu verkaufen und um so eine Preisstabilisierung herbeizuführen.

Diese wirtschaftlichen Anreize begünstigen auch den Bau neuer Stromspeicher. Dazu gehören klassische Pumpspeicheranlagen (mit Wirkungsgraden von bis zu 80%) und Batterien, oder integrierte Systeme, die vorhandene Speicher aktiv bewirtschaften (Elektroboiler, Elektrofahrzeuge gesteuert durch *smart grids*).

## 5. Kostenentwicklung und Vergütungen

### Entwicklung der Kosten der Windenergie



**Figur 18 Kostenentwicklung Windenergie: minus 47 Prozent 1990-2004 (ISET 2006)**<sup>30</sup>

**Figur 19 Entwicklung der Projektkosten in den USA 1982-2007 (US-DOE 2008)**<sup>31</sup>

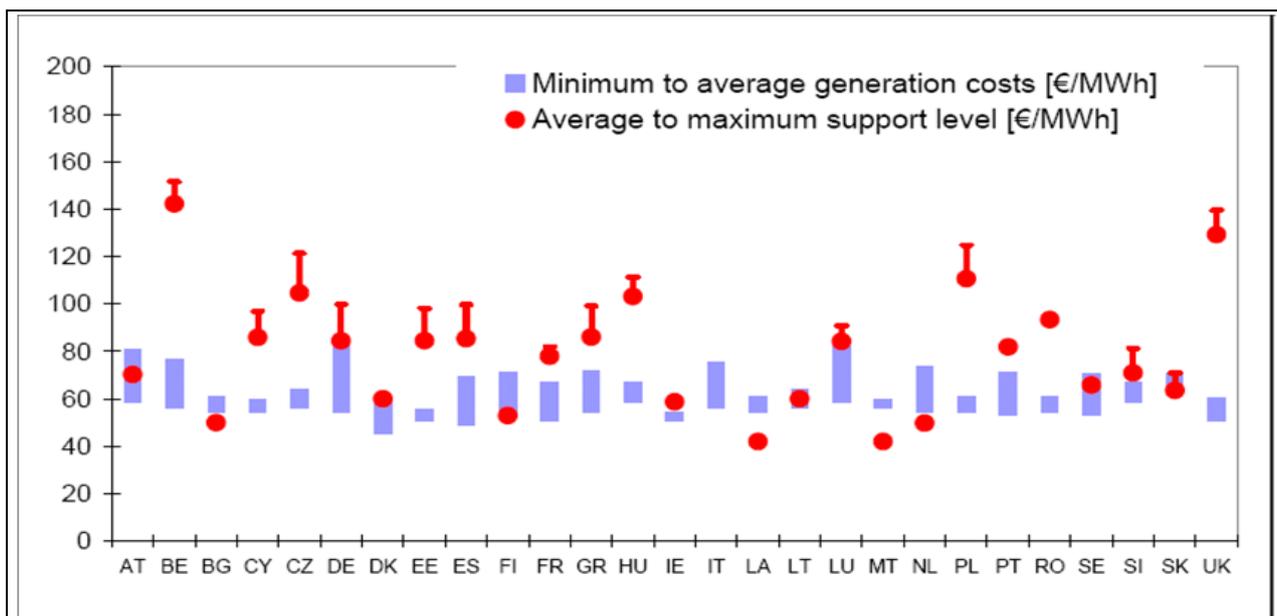
Zwischen 1990 und 2004 sind die Kosten für Windstrom stetig gesunken. Laut ISET (Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel) fielen die Investitionskosten für die Erzeugung von 1 kWh pro Jahr von 0,80 auf 0,38 Euro-Cent. Dies entspricht einer mittleren Verbilligung von 4,8 Prozent pro Jahr (Figur 18). Eine ähnliche Entwicklung wurde in den USA verzeichnet (Figur 19).

<sup>28</sup> P.E. Morthorst: Market Impacts of Wind Power Integration, proceedings EWEC 2007

<sup>29</sup> "Wind power quickly becomes worthless on wholesale electricity markets in America when lack of transmission causes local overflows of supply, driving prices down to below zero in areas rich with wind generation. Wind plant owners say they are losing money", in: Lack of transmission warps purchase prices, Windpower Monthly Magazine, November, 2008:68

<sup>30</sup> Effizienz der Windenergie, Auszug aus: Windenergie Report Deutschland 2005, erstellt vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) im Auftrag des BMU, Sonderdruck des Bundesverbandes WindEnergie, Berlin 2006

<sup>31</sup> Wisner & Bolinger 2008 S. 21

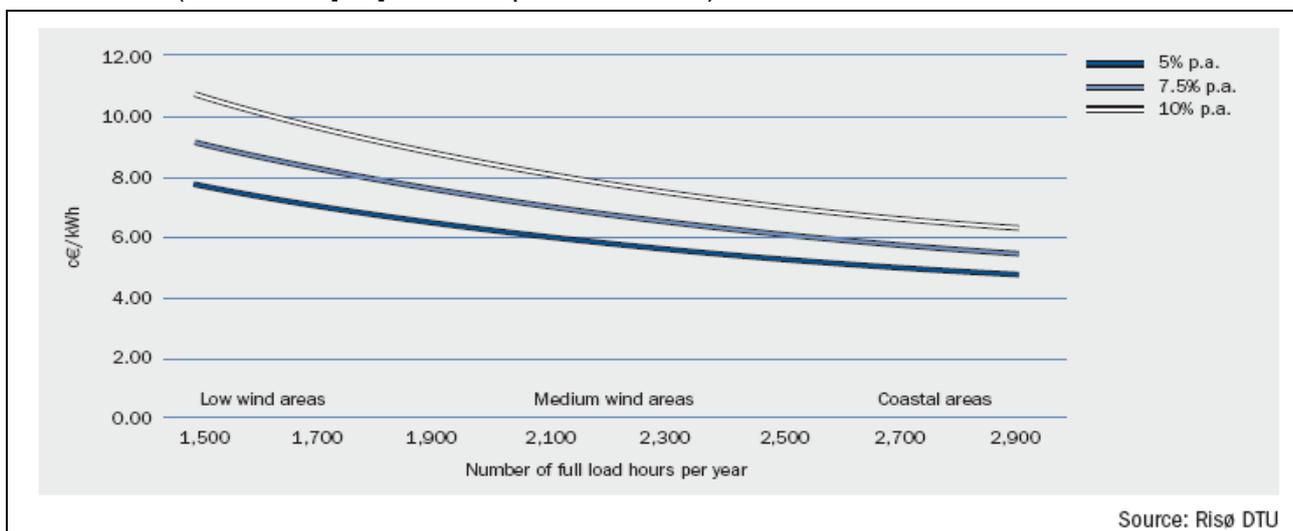


**Figur 20 Stromgestehungskosten und Vergütungsmaxima in der the EU: (OPTRES 2007)**

Da sich der Grossteil der Kosten für Windenergie aus Finanzierungskosten zusammensetzt, sind für die Berechnung der Gestehungskosten pro kWh die Annahmen über Abschreibungsfristen, Zinshöhe und Kosten der Netzanbindung entscheidend.

Auch die gesetzlichen Vergütungsregelungen sind relevant, denn Einspeisevergütungen und staatliche Kreditbürgschaften reduzieren die Risikoprämien der Geldgeber und erleichtern die Kapitalbeschaffung. Je nach Standort ist mit Kosten des Windstroms zwischen 4,5 und 11 €-Cents/kWh zu rechnen (Kostenbasis 2008).<sup>32</sup>

Die Übersicht über die derzeit gezahlten Einspeisevergütungen in Europa bestätigt diese Schätzung, wobei besonders die auf Zertifikaten beruhenden Unterstützungssysteme (Belgien [BE], Grossbritannien [UK]) zu besonders hohen Kosten führten oder zu weitgehend ausbleibenden Wind-Investitionen (Schweden [SE], Daten Optres von 2005).<sup>33</sup>



**Figur 21 Kosten von Windstrom abhängig von Vollast-Stunden und Zinssatz; es wurden Kosten der installierten Leistung von 1225 €/kW unterstellt. (EWEA/Risö 2009)**

In den Jahren 2005-2008 sind die Turbinenpreise weltweit leicht angestiegen, bedingt durch eine Ver-

<sup>32</sup> European Wind Energy Association (EWEA): The Economics of Wind Energy, (Søren Krohn (editor), Poul-Erik Morthorst. Shimon Awerbuch, Brüssel 2009

<sup>33</sup> OPTRES, 2007 European Commission (COM(2008)19 final), cited in Gemma Reece, Ecofys UK: Renewable Energy policy developments in the EU-27, Results of the OPTRES, PROGRESS and Futures-e projects, EWEC 2008 presentation

teuerung der Rohstoffe (Kupfer, Stahl usw.) und eine generelle Knappheit an Komponenten für Windturbinen. Die Finanzkrise 2008/2009 hat zu einem Rückgang der Bestellungen neuer Windturbinen geführt, weshalb sich die Turbinenpreise seither wieder auf das frühere Niveau von 1 €/Watt (1 Mio. € pro Megawatt onshore) zurückbildeten. Ebenfalls reduziert haben sich die Lieferfristen.

### Ausbauziele für erneuerbare Energien

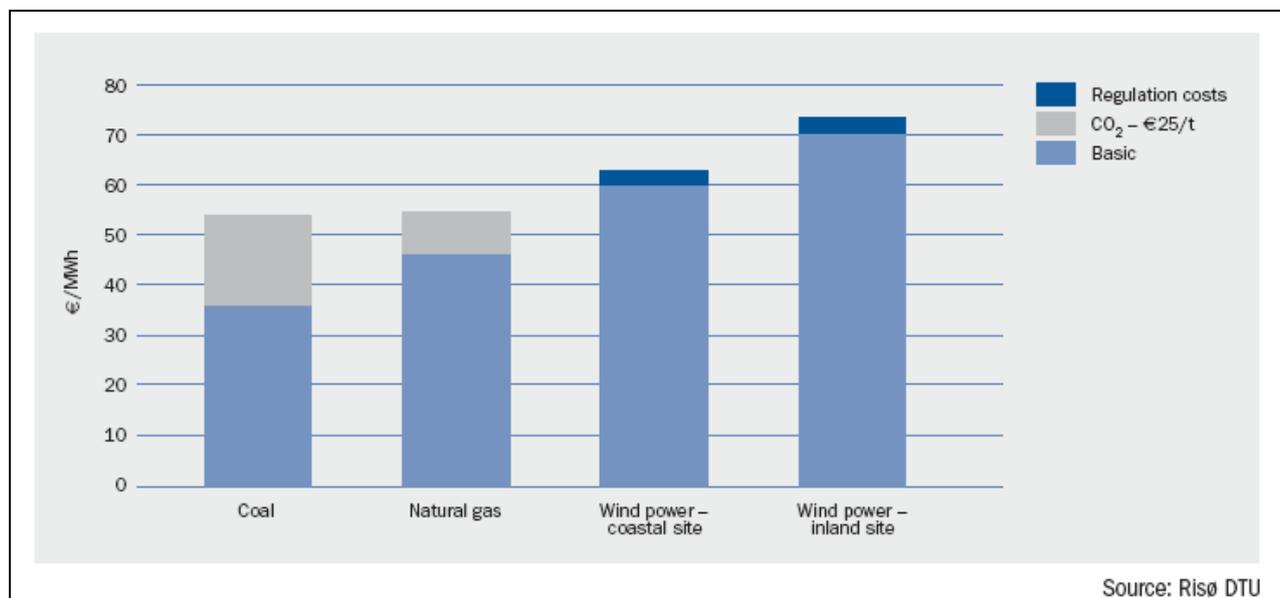
Im Zuge der Klimaschutzverhandlungen wurden in verschiedenen Ländern Ausbauziele für erneuerbare Energien formuliert. Dies gilt für Europa, China und Indien. Der neue Rechtsrahmen der EU für den Ausbau der erneuerbaren Energien ist für alle Mitgliedsstaaten verbindlich und postuliert einen Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch von 20 Prozent. Davon profitiert vor allem der Stromsektor. Hier dürfte der Anteil der erneuerbaren Energien bis 2020 von heute 16 Prozent auf 30-40 Prozent ansteigen (Branchenschätzung EREC), mit Windenergie als stärkstem Wachstumsträger. Die Herstellung von Windturbinen in weiter steigenden Stückzahlen wird die Kosten der Windenergie weiter senken.

### Kostenpflichtige CO<sub>2</sub>-Reduktionen

Dazu kommen weltweit zunehmende Restriktionen der CO<sub>2</sub>-Emissionen. In Europa gilt anstelle der bisher nationalen CO<sub>2</sub>-Ziele ab 2013 EU-weit ein Emissions-Plafond, der bis 2020 schrittweise um 21% abgesenkt wird. Die Emissionsrechte für Kraftwerke werden verstärkt auktioniert. Ab 2013 werden alle Stromversorgungsunternehmen in Westeuropa ihre Emissionsrechte einkaufen müssen und erhalten dadurch weitere Anreize, auf erneuerbare Energien umzustellen. Diese neuen Rahmenbedingungen werden die Investitionssicherheit für alle Beteiligten der Windbranche erheblich verbessern.

Kostensenkungen sind gemäss der Lernkurventheorie in einem endogenen, sich selbst beschleunigenden Prozess zu erwarten. Diese Theorie besagt, dass sich bei jeder Verdoppelung der weltweiten Installationen eine im voraus abschätzbare Verbilligung – für den Windsektor geschätzt auf 5% bis 20% - eintreten wird.<sup>34</sup> Steigt die installierte Leistung bis 2020 von 120'000 MW (2008) auf über eine Million Megawatt (entsprechend mindestens drei Verdoppelungen), wäre demnach mit Kostensenkungen zwischen 14 Prozent und 48 Prozent zu rechnen.

### Windstrom im Wettbewerb

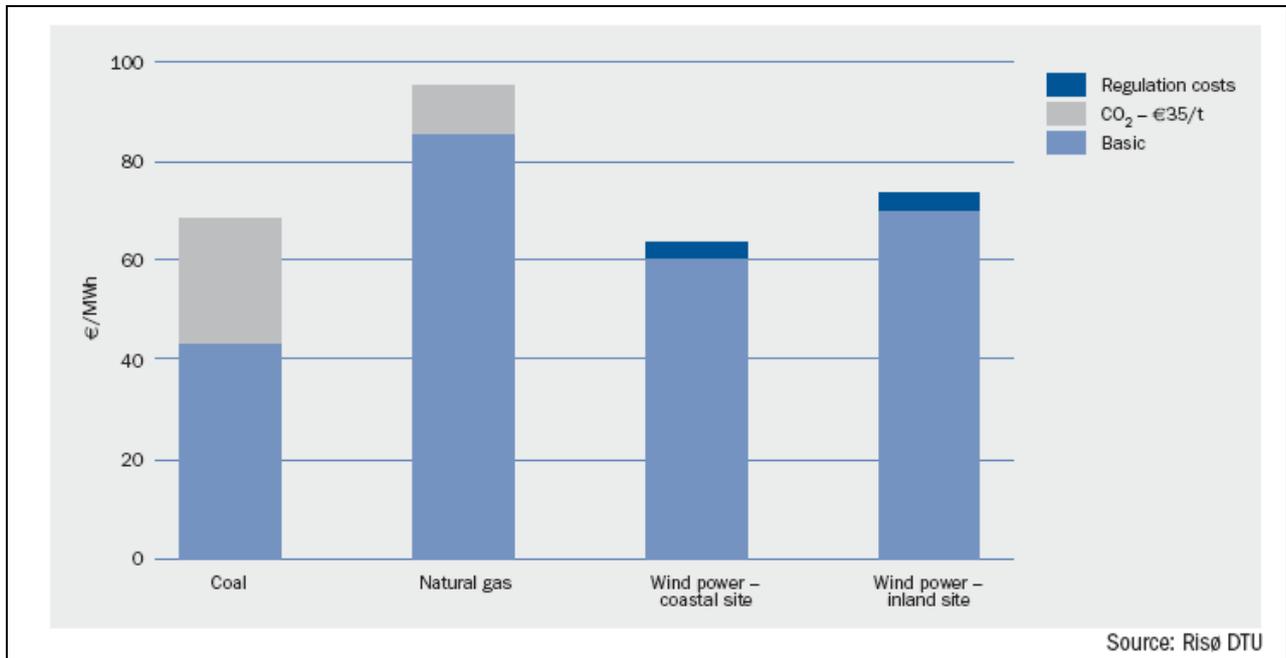


**Figur 22 Wettbewerbssituation 2010 bei einem Ölpreis von 59 Dollar/barrel (EWEA 2009)**

Im Sommer 2008 erreichte der Ölpreis mit 147 Dollar pro Barrel eine historische Höchstmarke. Danach bildeten sich die Ölpreise deutlich zurück, ebenso die Gas-, Kohle- und Uranpreise. Bei einem Ölpreis von nurmehr 60 Dollar ist die Windenergie gehört Windenergie auf den ersten Blick nicht zu den Least-Cost-Technologien. Allerdings verändert sich die Kostenperspektive bei einer Life-cycle-

<sup>34</sup> EEA 2009 S. 36

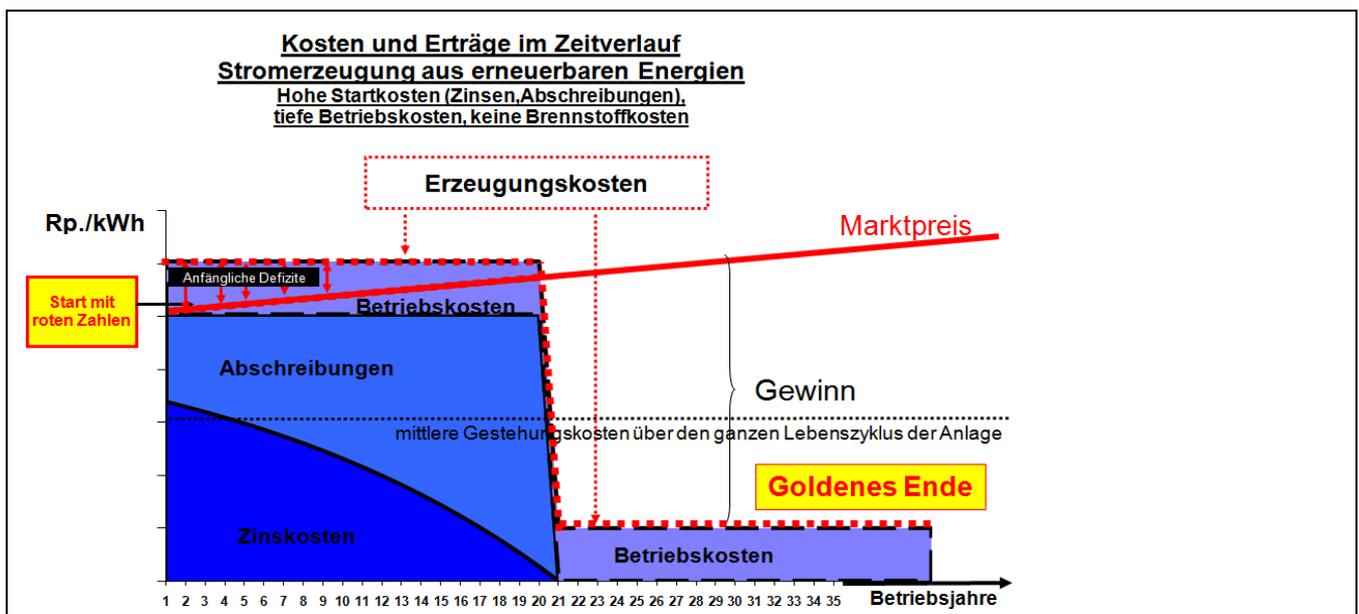
Betrachtung. Windenergie bietet wegen fehlenden Brennstoffkosten hohe Kostensicherheit, was für viele Investoren einen anfänglichen Mehrpreis rechtfertigen kann, soweit solche Mehrkosten nicht ohnehin durch Einspeisevergütungen abgegolten sind.



**Figur 23 Gesteherungskosten der Windenergie bei Ölpreis von 118 Dollar/Barrel und emissionskosten von 35 €/Tonne CO<sub>2</sub> (EWEA 2009)**

Sollte der Ölpreis wieder auf über 100 Dollar ansteigen, sollten die Gas- und Kohlepreise nachziehen, und pendeln sich zudem die Kosten für Emissionszertifikate bei wenigstens 35 Euro/Tonne ein, was in einem wettbewerblich organisierten Emissionshandel zu erwarten ist, dann wird sich die Windenergie von Anfang an auf dem Markt als kostengünstigste Stromerzeugung profilieren können.

### Tiefere Kosten bei einer life-cycle-Betrachtung



**Figur 24 Finanzierungsverlauf von erneuerbaren Energien (Energy Watch Group 2008)**

Erneuerbare Energien arbeiten mit hohen Einstiegskosten (Kapitalbeschaffung, Zinsen, Amortisation). Sind die Abschreibungen aber einmal getätigt, fallen lediglich die variablen Kosten für Unterhalt, Versicherung und Management an. Diese belaufen sich bei der Windenergie auf ca. 1-1,5 €-Cents/kWh.

Nach vollendeter Abschreibung (d.h. nach 15 bis 20 Jahren) folgt deshalb für viele Investoren ein

Goldenes Ende, wenn es gelingt, die Turbinen über die Abschreibungsfrist hinaus funktionstüchtig zu halten. Nach Ablauf der gesetzlichen Einspeisevergütungen speisen die Windkraftwerke ihre Stromerzeugung zu reinen Marktpreisen ein. Sie verdrängen die teureren Kraftwerke und verbilligen so das Gesamtangebot an Elektrizität (merit-order-Effekt, siehe oben).

Aus den anfänglichen Mehrkosten für Einspeisevergütungen wird so ein Gewinn für die gesamte Volkswirtschaft. Neben der Verbilligung des Stroms profitiert die Volkswirtschaft ebenso durch gewonnene Wertschöpfung, Arbeitsplätze, Steuersubstrat, Unabhängigkeit der Stromversorgung und – nicht zuletzt – durch die Vermeidung von Umweltschäden wie sie bei den konventionellen Kraftwerken an der Tagesordnung sind.

## Vergütungsregeln und Marktwachstum

Das Instrument zur Förderung von erneuerbaren Energien, das sich weltweit am stärksten verbreitet, sind die gesetzlichen Einspeisevergütungen. Ihre Beliebtheit ist auf eine Reihe von guten Gründen zurückzuführen.

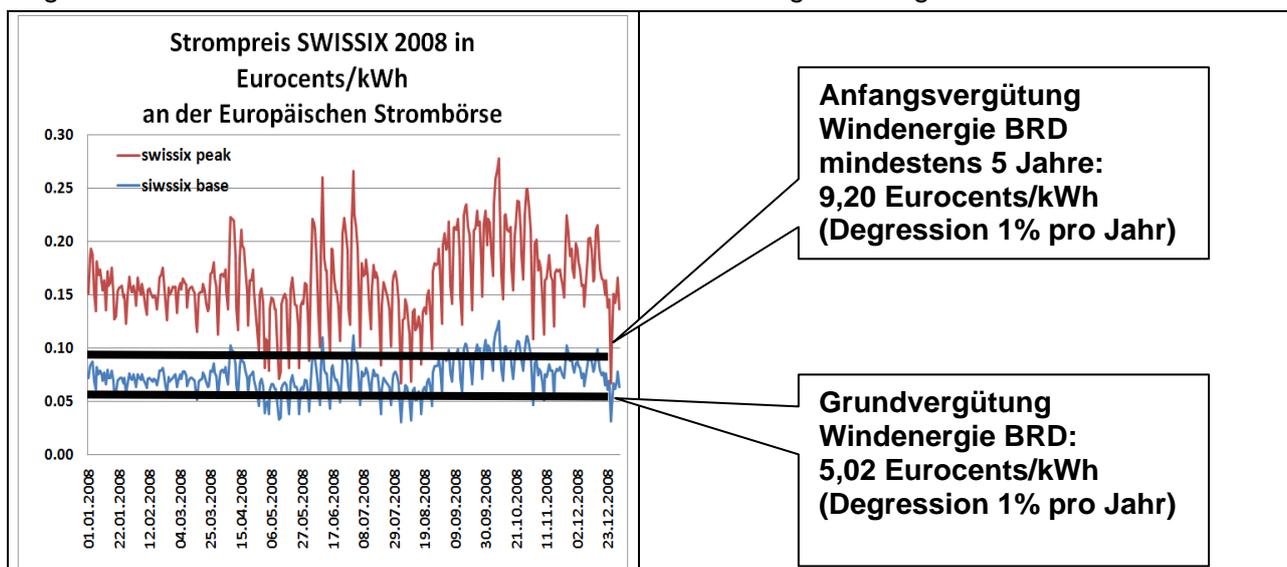
Einspeisevergütungen können auf die Produktivität unterschiedlicher Technologien und Standorte abgestimmt werden. An Standorten mittlerer Produktivität wird die Anfangsvergütung länger bezahlt als die Grundvergütung. Dadurch erhalten viele Regionen eines Landes eine Chance, ihre natürlichen erneuerbaren Ressourcen zu entwickeln, nicht bloss diejenigen Regionen mit den besten Ressourcen.

Dank Einspeisevergütungen können auch neue, noch nicht konkurrenzfähige Techniken zur Marktreife gebracht werden. Dazu gehört im Windsektor heute noch die Offshore-Technologie; die periodische Absenkung der Vergütungen (Degression) erhöht aber den Anpassungsdruck und führt zu langfristig kosteneffizienten, sauberen Energiesystemen.

Einspeisevergütungen machen auch Projekte von kleinen und mittleren Investoren oder Bürgerwind-Gesellschaften kreditwürdig („bankable“) und erhöhen so in einer einst völlig monopolisierten Branche den Wettbewerb. Im Gegensatz zu mengenbasierten Zertifikatesystemen (zB. Renewable Obligation Credits in Grossbritannien) und Steuergutschriften (zB. US Production Tax Credits) sind die Vergütungen gesetzlich im voraus fix bekannt, was die Finanzierungskosten senkt.

Weil die Zertifikatepreise nicht fixiert sind, verlangen Kreditgeber viel höhere Risikoprämien, was die Kosten der neuen erneuerbaren Energien in die Höhe treibt. Besitzer von Altanlagen oder solche mit den besten Ressourcen erzielen unter solchen Bedingungen hohe Mitnahmeeffekte (wind fall profits) auf Kosten der Allgemeinheit. Alle diese negativen Begleiterscheinungen werden in einem System mit Einspeisevergütungen vermieden.

Bei Zertifikatesystemen ist die maximal vergütete Strommenge aus erneuerbaren Energien von Anfang an beschränkt. Dies ist für Investoren in neue Technologien wenig attraktiv.



**Figur 25 deutsche Einspeisevergütungen (2009) und Strompreise in Europa (Daten SWISSIX)**

Die Einspeisevergütungen für Windenergie lagen in Deutschland ursprünglich deutlich über dem

Marktpreis. Inzwischen haben sich die Marktnotierungen für Elektrizität den Einspeisevergütungen angenähert oder liegen sogar höher als die gesetzlichen Einspeisevergütungen. Im Jahre 2008 war dies während längerer Zeitperioden der Fall. Die Windenergie aus Neuanlagen hat im Jahre 2008 den Strommix deswegen spürbar verbilligt. Dies hat die Akzeptanz der Einspeisevergütungen für Windstrom stark erhöht.

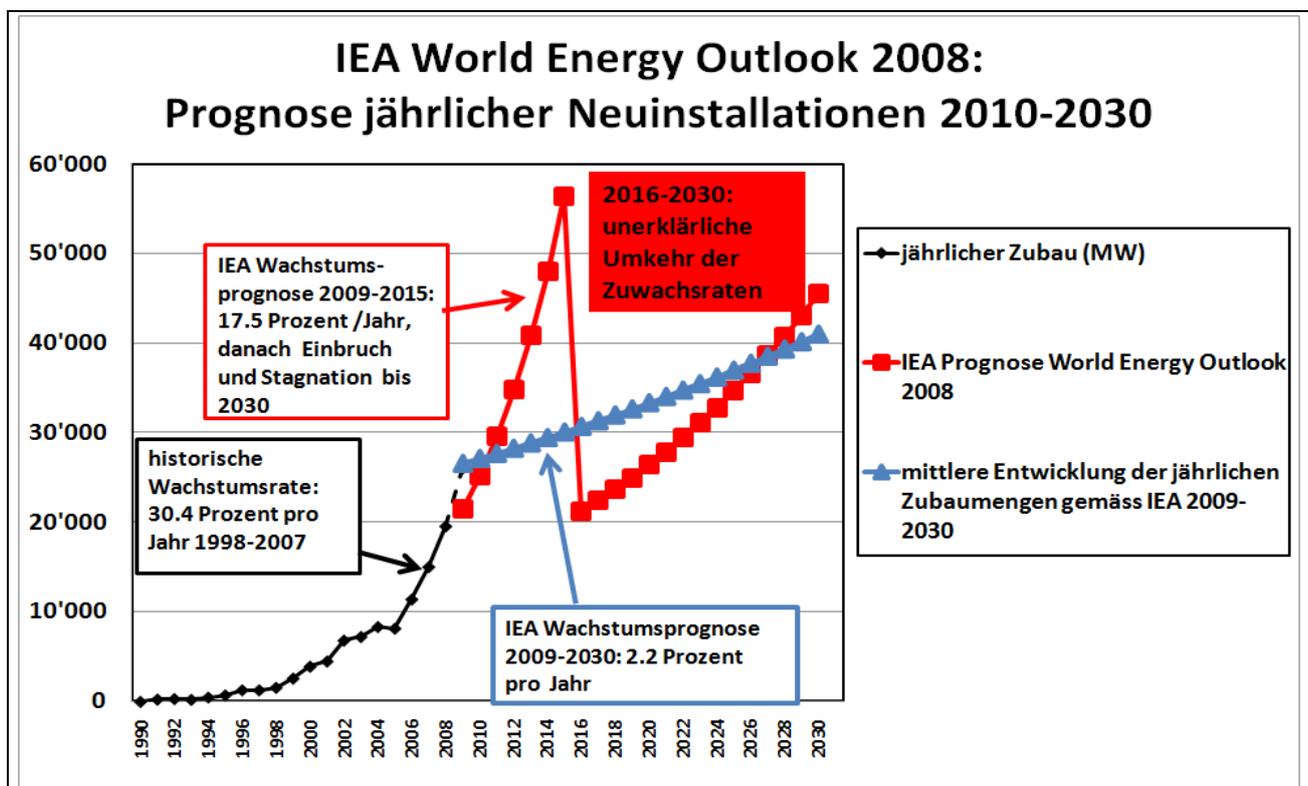
## 6. Ausblick

In einer Studie der Energy Watch Group<sup>35</sup> (Dezember 2008) hat der Autor das bisherige Wachstum der Windkraft analysiert und es wurden Varianten zukünftiger Entwicklung aufgezeigt.

Die meisten Branchenprognose haben das Wachstum der Windenergie stark unterschätzt. Besonders die Internationale Energieagentur in Paris prognostiziert seit Jahren bloss eine Stagnation oder gar einen Rückgang des Windsektors (siehe oben, Figur 1).

Diese Einschätzung beruhte auf zwei analytischen Fehlern. Zum einen wurde der Ölpreis stark unterschätzt. Bis zum Jahre 2002 ging die IEA davon aus, dass Erdöl auch im Jahre 2030 bloss 29 Dollar pro Fass kosten werde. Im World Energy Outlook 2008 wurde dieser Wert deutlich nach oben korrigiert. Die IEA anerkannte das „Risiko einer Angebotsverknappung“ für Erdöl nach dem Jahre 2010, welche „die Ölpreise hinauftreiben könnte – möglicherweise auf neue Rekordhöhen“ und revidierte ihre Ölpreisprognose für die Periode 2010-2030 auf 100-120 Dollar pro Fass.

Zum anderen hat die IEA die bisherigen und zu erwartenden Kostensenkungen der Windenergie kaum eskomptiert und leitet aus den gestiegenen Ölpreisen (und den daraus zu erwartenden höheren Gaspreisen) auch langfristig keine grossen Zugewinne an Marktanteilen für die Windenergie ab. Die mittlere Wachstumsrate der Zubaumengen wurde auch im World Energy Outlook 2008 für die Frist 2009-2030 auf lediglich 2,2% veranschlagt.



**Figur 26 Entwicklung der Windenergie gemäss World Energy Outlook (2008) der Internationalen Energieagentur (Daten IEA/Grafik Energy Watch Group 2008)**

Kurzfristig – bis 2015 – wird zwar von der IEA ein starker Anstieg der Neuinstallationen erwartet: die

<sup>35</sup> Energy Watch Group : „Wind Power in Context – a Clean Revolution in the Energy Sector“ (verfasst von Rudolf Rechsteiner), Berlin Dezember 2008 [www.energywatchgroup.org/Releases.26+M5d637b1e38d.0.html](http://www.energywatchgroup.org/Releases.26+M5d637b1e38d.0.html)

Weltwindstromerzeugung werde sich bis zum Jahre 2015 auf 660 TWh verfünffachen, verglichen mit 2006. Aber nach 2015 erwartet die IEA, dass das jährliche Wachstum einbricht (mit lediglich 1490 TWh Stromerzeugung aus Windenergie bis 2030). Gemessen an den jährlichen Zubauraten unterstellt die IEA eine Reduktion der Jahresinstallationen von 57 GW im Jahre 2015 auf nur noch 32 GW pro Jahr ab 2016 bis 2030, also eine Stagnation im Vergleich zum Jahre 2009, wo bereits ca. 30 GW Neuinstallationen erwartet werden. Die IEA nennt wie immer keine spezifischen Argumente, weshalb der Windsektor nach dem Jahre 2015 eine solche Schrumpfung erfahren sollte.

Man kann die zukünftige Entwicklung auch anders sehen als die IEA.

Die Studie der *Energy Watch Group* hat verschiedene Wachstumsraten der Windenergie moduliert. Es wurden jeweils zwei Varianten (*hoch* und *moderat*) für die zukünftige Stromverbrauchsentwicklung und für die Wachstumsrate der Windzubaumengen zugrunde gelegt, wobei „hoch“ bedeutet, dass die in den Jahren 1998-2007 gemessenen Werte sich unverändert fortsetzen werden, oder sich im Szenario „moderat“ mit halber Kraft fortsetzen (halbierte Wachstumsraten im Vergleich zu 1998-2007).

<i>Scenario</i>	Wachstum des Welt-Strom-Konsums	Wachstum des Windsektors (jährliche Zuwachsraten der Zubaumengen)
<i>A</i>	3.6%	30.4%
<i>B</i>	3.6%	15.2%
<i>C</i>	1.8%	30.4%
<i>D</i>	1.8%	15.2%

**Figur 27 Modellannahmen zukünftiger Entwicklung (kursiv: Modellannahme für hohes Wachstum)**

In **Szenario A** wird die Windenergie schon im Jahre 2019 50 % Marktanteil aller *Neuinstallationen von Kraftwerken* (Kapazitätsäquivalent 100 %) bestreiten und bis 2022 den Weltmarkt für Kraftwerke erobert haben (wobei gemäss Modell ein Teil dieses Marktes, der nicht näher spezifiziert wird, auf Solartechnik und ein weiterer Teil des Marktes auf die Wasserkraft entfallen wird).

Der Marktanteil der Windenergie an der *Stromerzeugung* wächst langsamer, was auf den grossen Altbestand laufender Gas-, Atom- und Kohlekraftwerke zurückzuführen ist.<sup>36</sup> In Szenario A führen starkes Verbrauchswachstum und starkes Wachstum der Windenergie zu einem Marktanteil von über 50 % der erneuerbaren Energien weltweit im Jahre 2025 (Figur 28), mit einer Gesamtnachfrage von 37'600 TWh und einer installierten Windkraftleistung von 7,5 Mio. MW weltweit, welche eine Produktion von 16'400 TWh hervorbringen. Die weltweite Stromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energien würde im Jahre 2018 ihren Peak erreichen und ab dem Jahre 2037 wären alle nicht erneuerbaren Energien im Kraftwerkssektor ausgeschieden (Figur 29).

In **Szenario B** führt ein hohes Verbrauchswachstum und ein moderater Zuwachs der Windenergie (15,2 % jährliches Wachstum) zu einem Anteil der erneuerbaren Energien von 23 % im Jahre 2025 und einer installierten Leistung der Windenergie von 1'837'000 MW weltweit, welche 4'023 TWh produzieren. In diesem Modell würde die Windenergie einen 50 % Marktanteil aller Neuinstallationen erst im Jahre 2033 erreichen.

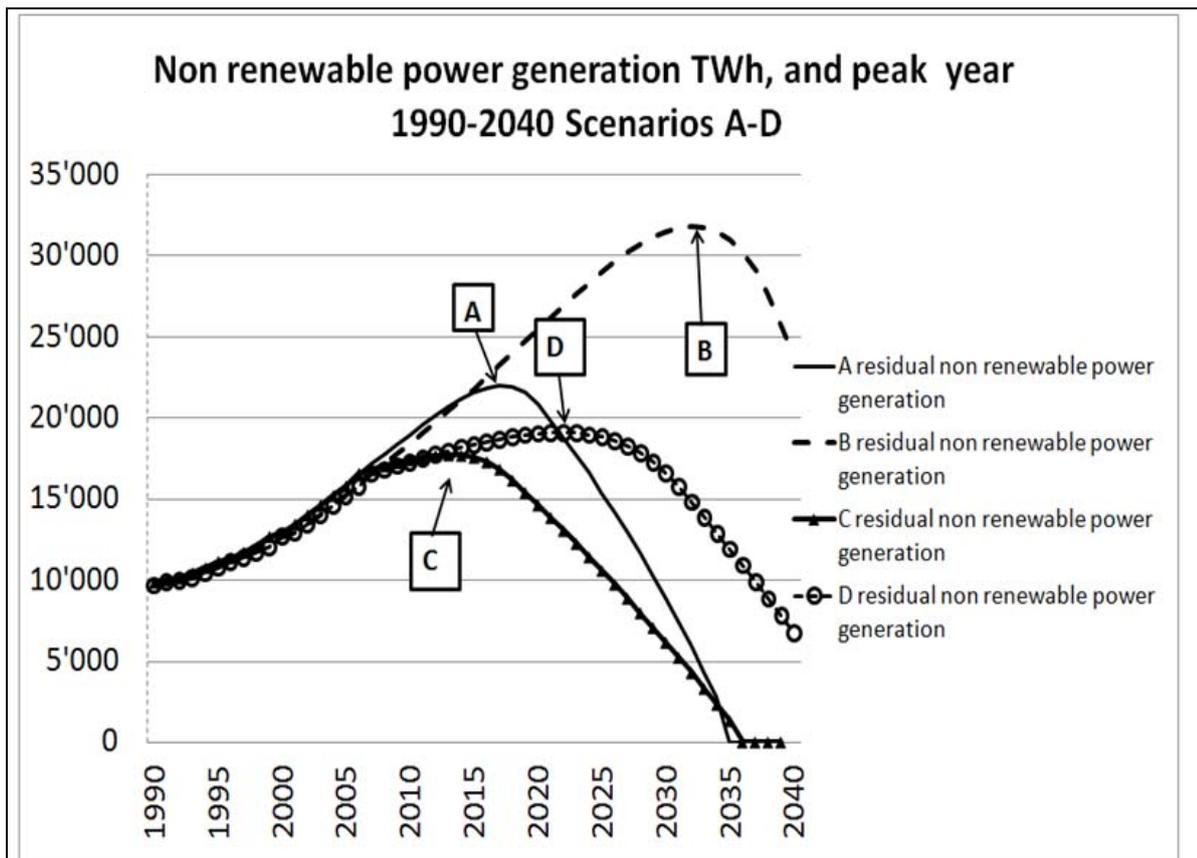
**Szenario C** beschreibt ein Modell mit mässigem Verbrauchswachstum (1,8 % pro Jahr, halb so viel wie in den Jahren 1998 bis 2007) und einem fortgesetzt hohen Wachstum der neuen erneuerbaren Energien. In diesem Modell erreicht die globale Stromproduktion aus erneuerbaren Energien im Jahre 2025 bereits 65 % des Gesamtverbrauchs, bei einer Stromnachfrage von 27'430 TWh und einer geschätzten installierten Windleistung von 5'212'000 MW weltweit, welche eine Stromproduktion von 11'414 TWh erzeugen. Eines der Resultate dieses Modells ist, dass Windenergie einen Marktanteil von 50 % der gesamten Neuinstallationen von Kraftwerken schon im Jahre 2017 erreicht.

<sup>36</sup> Die Marktanteile sind definiert als „effektive neue Kilowattstunden“, die in einem Jahr neu produziert werden, kalkuliert auf einem durchschnittlichen Kapazitätsfaktor von 100 %. Die Nennleistung von Windturbinen wurde auf Basis eines Kapazitätsfaktors von 25 % kalkuliert, gleichbedeutend mit der Jahresstromproduktion von 2190 kWh pro kW Nennleistung.

<b>2025</b>	<b>Wind (inkl. solar)</b>	<b>Anderer Erneuerbare</b>	<b>konventionelle Stromerzeugung (fossil/nuklear)</b>
Szenario A	44%	12.2%	44%
Szenario B	11%	12.2%	77%
Szenario C	42%	16.8%	42%
Szenario D	15%	16.8%	69%
<b>2040</b>	<b>Wind (inkl. solar)</b>	<b>Anderer Erneuerbare</b>	<b>konventionelle Stromerzeugung (fossil/nuklear)</b>
Szenario A	90%	9.9%	0%
Szenario B	53%	9.9%	37%
Szenario C	82%	17.7%	0%
Szenario D	64%	17.7%	19%

**Figur 28 Zusammensetzung Welt-Stromverbrauch 2025 und 2040 (Energy Watch Group 2008)**

**Szenario D** beschreibt ein Modell mit gemässigtem Verbrauchswachstum (1,8 %) und gemässigtem Wachstum der Windenergie (15,2 %). Der Anteil der erneuerbaren Energien übersteigt 31 % im Jahre 2025. In diesem Modell erreichen die Neuinstallationen von Windenergie einen Marktanteil von 50 % im Jahre 2026.



**Figur 29 Entwicklung der Stromerzeugung aus nichterneuerbaren Energien 2010-2040 (Energy Watch Group 2008)**

Diese Perspektivberechnungen zeigen, dass die Windenergie mittelfristig einen sehr relevanten Beitrag an die Stromversorgung liefern kann. Ob die sich ergebenden Chancen auch genutzt werden, hängt in erster Linie nicht vom technischen, sondern vom regulativen Umfeld der Stromwirtschaft ab.