

Schlussbericht „Hoher Ölpreis“ – kritische Bemerkungen zur Modell-Methodik

Mitbericht Kurzfassung

Dr. Rudolf Rechsteiner, Basel

Mitglied der „Begleitgruppe hoher Ölpreis“ beim Bundesamt für Energie
im Rahmen der Ausarbeitung der „Energieperspektiven“ des Bundes

Die ausführliche Fassung dieses Mitberichts findet sich im Internet unter folgendem Link:

<http://www.rechsteiner-basel.ch/allepub/19>

Titel: Hoher Ölpreis, erneuerbare Energien und Perspektive der Schweiz

Inhalt

1.	<i>Einleitung</i>	2
2.	<i>Relative Verteuerung der Fossilen</i>	3
3.	<i>Erneuerbare Energien: öffentliche Wahrnehmung und reale Entwicklung</i>	5
4.	<i>Kritik an den Datengrundlagen von IIASA</i>	10
5.	<i>Zusammenfassung</i>	15
6.	<i>Anmerkungen</i>	15

1. Einleitung

1.1. Schlussbericht „Begleitgruppe hoher Ölpreis“

Die Energieperspektiven des Bundes wurden auf Basis von dauerhaft günstigen Ölpreisen berechnet: 30\$ pro barrel real bzw. maximal 50\$ pro barrel real (sogenanntes Hochpreis-Szenario). Im Sommer 2005 empfahl das „Forum Energieperspektiven“ dem Bundesamt für Energie, in Anbetracht der ansteigenden Preise für fossile Energien eine ergänzende Untersuchung „hoher Ölpreis“ durchführen zu lassen. Am 27. Oktober 2006 stellte ECOPLAN der „Begleitgruppe hoher Ölpreis“ ihren Schlussbericht „Auswirkungen langfristig hoher Energiepreise“ der Begleitgruppe vor.¹

ECOPLAN befasst sich systematisch mit den volkswirtschaftlichen Auswirkungen hoher Ölpreise. Modellhaft werden die Auswirkungen auf Produktions- und Konsumententscheidungen sowie Wirtschafts- und Aussenhandelsstruktur abgebildet und die Entwicklung der grossen Aggregate abgeschätzt, namentlich Investitionen, Beschäftigung, Konsum usw., wobei *exogen definierte Preisentwicklungen* einbezogen und *exogen vorgegebene Technikpfade* diskutiert wurden. Die kumulierten Wohlfahrtsverluste durch hohe Ölpreise bis 2035 werden je nach Szenario auf 1,7% bis 5,2% des BIP beziffert, verglichen mit dem Referenzszenario; im internationalen Vergleich gilt dies als vergleichsweise hoch, was damit zusammenhängt, dass die Schweiz selbst keine fossilen Rohstoffe besitzt.

Nicht oder nur am Rande untersucht werden die **benefits** einer solchen Entwicklung, zum Beispiel der expandierende Stromhandel der Schweiz, die zunehmende wirtschaftliche Bedeutung der Speicherkraftwerke zur Regulierung von Wind- und Solarstrom sowie die ökologischen Vorteile hoher Ölpreise. Eine ausführliche Analyse der wirtschaftlichen Chancen für die Schweiz, insbesondere bei der Bereitstellung von Reserve-Leistung, findet sich in der ungekürzten Langfassung dieses Mitberichts, Kapitel 4 und 7.²

1.2. Kritik an den Modellgrundlagen: Daten von IIASA/WEC

Die rechnerischen Grundlagen des ECOPLAN-Modells wie Energiepreise, Preis-Entwicklung von Alternativen zum Erdöl und deren Verfügbarkeit (zB. Methanol, Ethanol, Atomenergie und Windenergie) wurden vom **Internationalen Institut für angewandte Systemanalyse** (IIASA) ins ECOPLAN-Modell eingebracht.³ IIASA ist für verschiedene Auftraggeber aktiv, darunter auch für NGOs wie den World Energy Council (WEC); es handelt sich beim WEC um eine Interessenvertretung der „alten“ Branchen der Öl-, Gas-, Kohle und Atomindustrie.

Eine Reihe von Daten, die von IIASA für den WEC erstellt worden sind, haben auch bei den Modellannahmen von ECOPLAN Eingang gefunden. Die Hauptergebnisse (Preis-Mengen-Mix) werden dadurch stark beeinflusst:

- Im Technologieszenario KE (Konventionelle Energiequellen) „wurden keine Emissions- oder sonstige Beschränkungen angenommen“.⁴ Das Szenario bewegt sich also in einem rechtsfreien Raum, so als ob die Schweiz und viele andere Nationen den UN-Klimarahmenvertrag und das Kyoto-Protokoll nie ratifiziert hätten. Zudem geht IIASA von ausserordentlich hohen Reserven an fossilen Energien (Öl und Gas) aus, die, wenn es sie gäbe, eigentlich längst auf dem Markt sein müssten.
- Im Technologieszenario FE (Forciert erneuerbar) wurden „Wachstumsbeschränkungen bei der Einführung neuer Technologien“ ins Modell aufgenommen⁵, die dazu führen, dass auch vermutete kostenminimale Technologien wie die Windenergie nur beschränkt Marktanteile dazu gewinnen können. Die Notwendigkeit solcher Restriktionen und ihre Quantifizierung wurde von IIASA weder begründet noch im Detail offen gelegt.

Mit diesen zwei „Kunstgriffen“ von IIASA resultieren problematische rechnerische Grundlagen, die in das ECOPLAN-Modell eingeflossen sind. Sie sind darauf hin angelegt, den „alten Branchen“ Öl, Gas, Kohle und Atom über den Zeitraum bis 2035/2050 im Sinne einer *self fulfilling prophecy* garantierte Marktanteile einzuräumen. Der heute sichtbare Erfolg der neuen erneuerbaren Energien mit jährlichen Wachstumsraten von 30% und mehr (Wind und Solartechnik) wird dagegen modelltechnisch abgebremst.

IIASA bevorzugt hinsichtlich des Technologie-Mixes ausgeprägt die nichterneuerbaren Energien und setzt sich mit spezifischen Beschaffungs- oder Umwelt-Risiken gar nicht erst auseinander. Das Institut setzt sich dadurch dem Vorwurf aus, die Ergebnisse in einer nicht nachvollziehbaren Art und Weise zu manipulieren. Die Resultate des Berichts sind deshalb hinsichtlich des Technologie-Mixes und der CO₂-Emissionen mit Vorsicht zu genießen und sind objektiv nicht nachvollziehbar.

2. Relative Verteuerung der Fossilen

2.1. Differenzierte Entwicklung des Energieangebots

Seit dem Jahr 2000 sind die Ölpreise um rund 200% angestiegen (vom 20\$-Niveau der neunziger Jahre auf ca. 60 \$/Fass). Starke relative Veränderungen verzeichnen die neuen erneuerbaren Energien. Die Windenergie⁶ legte seit 2000 um 235% zu, die Photovoltaik um 750%⁷, ebenfalls steigend verläuft die Nutzung von Biomasse (inkl. Ethanol) und der Geothermie. Absolut gesehen mögen diese Veränderungen im Vergleich mit den konventionellen Technologien noch nicht sehr ins Gewicht fallen, beim Neugeschäft jedoch schon. Die Windenergie hat im Jahre 2006 mit ca. 20 Mrd. \$ Umsatz die Atomenergie im Neugeschäft⁸ überholt; die Dynamik der neuen erneuerbaren Energien ist inzwischen so gewichtig, dass eine dauerhafte Veränderung des Energie-Mixes mittelfristig zu erwarten ist. Die Theorie der Lernkurve besagt zudem, dass starke Zuwächse bei noch jungen Technologien die Wettbewerbsfähigkeit rasch weiter verbessern.

2.2. Preis-Entwicklung und Marktanteile

Fossile Energiequellen sind endlich. Die Reserven verkleinern sich bei fortschreitender Extraktion, die marginalen Kosten der Extraktion steigen an. Dieser Preisanstieg verschafft neuen Technologien Wettbewerbsvorteile.

„Rohölpreise über 100 \$ (in \$ von 2001 pro Fass) werden in den Modellsimulationen langfristig nur unter extremen Annahmen erreicht“, heisst es im Schlussbericht von ECOPLAN, „weil perfekte und weniger perfekte Substitute (wir haben vor allem Ethanol und Methanol herausgegriffen sowie Strom aus erneuerbaren Quellen) zu niedrigeren Kosten zur Verfügung stehen.“⁹

Diese langfristige Prognose lässt sich nicht leichtfertig widerlegen. Nach der ökonomischen Lehre setzt sich bei Verknappung eines Gutes das nächst billigere durch; Strom aus Kohle, Erdgas und Windenergie sind heute in einer Bandbreite von ungefähr gleich hohen Preisen von 5-12 Rp./kWh in der Lage, Erdöl zu ersetzen. Bei Kohle und Erdgas kommen allerdings die Kosten von Klimaschutzmassnahmen ins Spiel, beim Erdgas sind zudem Verknappungstendenzen und Beschaffungsrisiken sichtbar. Bei der Windenergie blockieren Engpässe im Stromnetz manche Ausbauten.

Folgende Aspekte scheinen wichtig bei der Frage, wie sich der Übergang zu einem System mit hohen Preisen für fossile Energien gestaltet:

- Bei einer zunehmenden Verknappung von Öl reagieren die **Märkte kurzfristig eher unflexibel**. Es ist sehr wohl denkbar, dass sich der Ölpreis während vielen Jahren über dem Niveau von 100 \$/Fass bewegt, bis die Anpassungsprozesse greifen.
- für den Marktanteil von Öl/Gas/Kohle und erneuerbaren Energien ist weniger der *absolute Ölpreis* entscheidend als das Preisverhältnis der einzelnen Energieträger untereinander.
- Auf Märkten ist es so, dass sich die kostengünstigsten Angebote in der Regel mit hohen Marktanteilen durchsetzen. Dies galt für die Kohle bei der Verdrängung von Holz, für Erdöl & Erdgas beim Ersatz der Kohle. Entscheidend dabei sind nicht nur die laufenden Preise, sondern auch die Preiserwartungen.
- Regulative Eingriffe (Emissionshandel, CO₂-Abgaben, Einspeisevergütungen, Ausbau der Stromnetze) spielen eine zunehmend wichtige Rolle, besonders wenn die Kosten unterschiedlicher Energieträger nahe beieinander liegen.

2.3. Kosten- und Mengenentwicklung bei Erdöl und Erdgas

Seit dem Jahr 2000 sind die Preise von Erdöl und Erdgas rasch angestiegen. Erdöl findet man in geographisch klar eingegrenzten geologischen Formationen mit konzentrierten Reservoiren. Die meisten dieser Reserven wurden im 20. Jahrhundert gefunden. Ausserhalb dieser geologischen Zonen findet man oft überhaupt kein Öl.¹⁰ Die laufenden Funde werden immer kleiner.

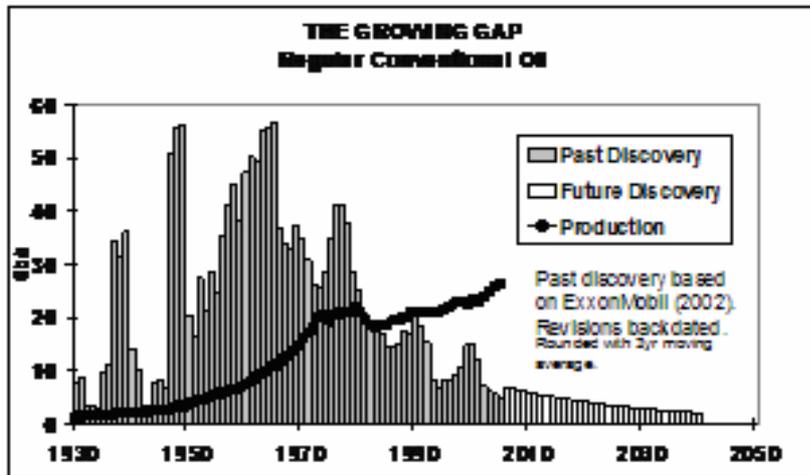


Abbildung 1: Ölfunde (rückdatiert) und zu erwartende Ölfunde 1900-2050

Quelle: Campbell¹¹

Inzwischen übersteigt der laufende Verbrauch die laufenden Funde um ein Mehrfaches. Die Besitzer von grossen Öl-Reserven maximieren deshalb ihren Ertrag und verkaufen ihr endliches Vermögen nur ab einem bestimmten Preis, der ihre Erwartungen erfüllt. Durch den Anstieg des Ölverbrauchs wurden die freien Förderkapazitäten stark reduziert und betragen noch ca. bei 1-2 % des Verbrauchs, was zu hohen Preis-Volatilitäten führt.

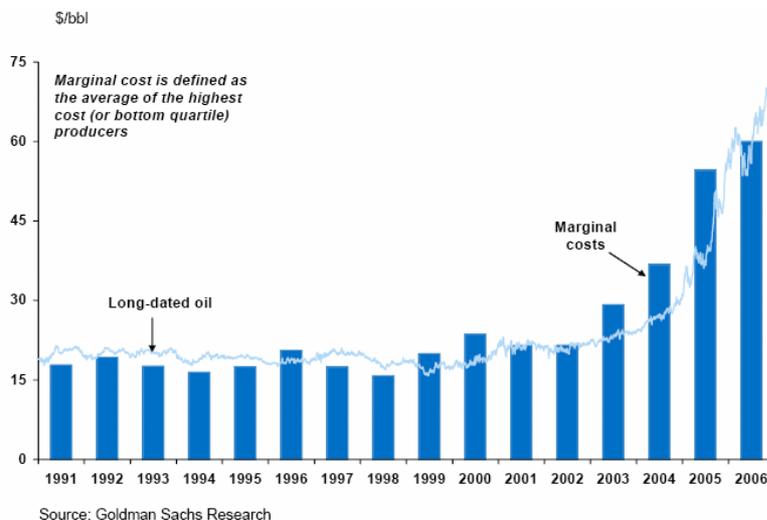


Abbildung 2 Marginale Kosten der Ölförderung 1991-2005:

Quelle: Goldman Sachs¹²

Die Lieferbereitschaft der Ölindustrie ist heute sehr beschränkt. Bohrt man mehr oder tiefer, findet man nicht zwingend zusätzliches Öl.¹³ Die marginalen Kosten zusätzlicher Ölförderung sind sehr stark angestiegen; weil die Funde nur noch klein sind, ist die Chance, zu den heute gängigen Preisen kostendeckend neues Öl zu finden, gesunken.¹⁴ Der Anstieg der marginalen Förderkosten mag erklären, weshalb die grossen Ölkonzerne ihre Investitionen in Öl-Explorationen trotz gestiegener Margen kaum erhöht haben. Es gibt nur noch wenige Länder, die ihre Ölproduktion noch steigern können, und ein grosser Teil des Zuwachses dient nur dazu, die Abnahme der Förderung in anderen Ländern auszugleichen.

Beim Erdgas ist eine regional differenzierte Entwicklung eingetreten. In den USA wird Erdgas zunehmend knapp. Die jüngsten Bohrungen in den USA weisen schon nach dem ersten Jahr einen hohen Rückgang der Leistung auf. Die USA stehen beispielhaft für eine Entwicklung, die in Europa und Asien, wo die Gasförderung derzeit noch ansteigt, mittelfristig ebenfalls zu erwarten ist: Die steigende Zahl der Bohrungen treibt die Kosten in die Höhe. Trotzdem gelingt es nicht, die Produktion aufrecht zu erhalten. Seit dem Jahr 2000 ist die US-

Gasförderung um über 10 % gesunken. Die neu gefundenen Felder sind kleiner als die bisherigen. Weil ein steigender Anteil an Erdgas aus noch jungen Feldern stammt, deren Produktivität rascher absinkt als bei den alten, ist die Versorgungssicherheit in Gefahr. Für die Verbraucher (zB. Kraftwerke) steigt auch das Kostenrisiko. Dazu kommt, dass die Transportkosten für Erdgas (Pipelines oder Verflüssigung) steigen, wenn die Förderung in immer entlegeneren Zonen erfolgen muss.

Erschöpfungserscheinungen sind auch auf dem europäischen Markt (NL,UK) klar erkennbar; ob die russische Gasförderung wesentlich gesteigert werden kann, ist umstritten.¹⁵

2.4. Energy-return-on-energy-investment

Offensichtlich ist, dass die Förderung von Öl und Gas immer mehr Kapital, Arbeit und Energie pro gefundene Energieeinheit einfordern. Trotz sehr grosszügigen Abschreibungspraktiken zB. In den USA oder in der Grossbritannien bewegt sich die tatsächliche Explorationsleistung auf einem sinkenden Niveau. Der Energy-return-on-energy-investment sinkt. Die Produktion erfordert einen steigenden Energie-Input und verteuert die ganze Prozesskette (Förderung, Transport, Verarbeitung usw.).

Die Verschlechterung des Energy-return-on-energy-investment führt zu einem Teufelskreis: Öl verteuert sich, weil „immer mehr Öl im Öl drin steckt“; das Gleiche gilt für Erdgas. Netto kommt weniger Öl und Gas zu höheren Kosten auf den Markt. Die Investoren sind mit steigenden Gewinnungskosten konfrontiert und verlangen höhere Risikoprämien.

Diese Erhöhung der Gewinnungskosten findet nicht in allen Gebieten gleichzeitig und im selben Ausmass statt: am persischen Golf lassen sich auch neue Vorkommen noch zu vergleichsweise tiefen Kosten erschliessen, was zur Entstehung hoher Differentialrenten beiträgt und die Abhängigkeit der Importländer von wenigen Exporteuren verstärkt.

3. Erneuerbare Energien: öffentliche Wahrnehmung und reale Entwicklung

3.1. Erneuerbare Energien – ein Feindbild?

Die Ansichten darüber, was erneuerbare Energien leisten sollen und leisten können, sind geteilt. Ein Handicap der Erneuerbaren liegt in den hohen Einstiegskosten: Sonnenkollektoren, Wind- und Wasser-Kraftwerke, Nahwärmeverbände usw. erfordern zu Beginn einen höheren Kapitaleinsatz als zB. konventionelle Gas-Kraftwerke. Umgekehrt fallen – ausser bei Biomasse – keine Brennstoffkosten an und die Ausgaben für Betrieb und Unterhalt sind in der Regel niedrig.

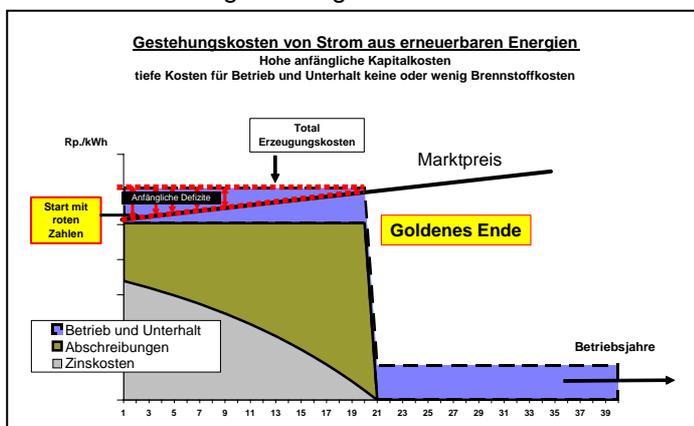


Abbildung 3 Pay-back-Struktur von Erneuerbaren: anfängliche Defizite - goldenes Ende

Diese hohe Kapitalintensität führt dazu, dass viele Anlagen in den ersten Jahren Defizite einfahren, weil die Zins- und Abschreibungskosten dann am höchsten sind. Das Blatt wendet sich jedoch mit fortschreitender A-

mortisation. Sind die Anfangsdefizite ausgestanden, mutieren Sonnen- Wind-, Geothermie-, Wasserkraftwerke zu rentablen Kapitalanlagen, weil die Primärenergie gratis bleibt. Die „Kostensicherheit“ der erneuerbaren Energien findet bei den Investoren inzwischen wachsende Beachtung.

Doch damit nicht genug. Bei Erneuerbaren übersteigt die Nutzungsdauer häufig die kalkulierte Abschreibungsfrist: Staudämme, Wasserkraftwerke, Windturbinen oder Nahwärmenetze laufen länger als die kaufmännisch kalkulierten 15-20 Jahre. Alte Wasserkraftwerke, die Strom für 2 €/kWh produzieren, sind keine Seltenheit.

Zum Zeitpunkt der Investition sind diese goldenen Jahrzehnte allerdings ungesichert und zeitlich weit entfernt. Wer investiert, geht Risiken ein und braucht Mut. Bei neuen Techniken ist das Risiko zudem erhöht, weil die Lebenserwartung der Anlage im voraus nicht bekannt ist.

Stark von einer negativen Perspektive geprägt ist die Wahrnehmung der erneuerbaren Energien bei den internationalen Energie-Organisationen, zB. Bei der Internationalen Energie Agentur (IEA). Diese einflussreiche, von den OECD-Mitglied-Ländern getragene Organisation prognostiziert Jahr für Jahr von neuem, dass erneuerbare Energien keinen wesentlichen Zusatzbeitrag an die Energieversorgung liefern werden¹⁶; die Empfehlungen der IEA zielen regelmässig auf eine Steigerung konventioneller Energieträger (Öl, Gas, Kohle und insbesondere Atom), in welche bis 2030 3000 Milliarden \$ zu investieren seien.¹⁷ Diese Ansichten erfahren in den Massenmedien eine hohe Verbreitung, und werden von vielen Energieministerien nicht hinterfragt.

Der Leistungsausweis der IEA bezüglich ihrer eigenen Prognosen ist allerdings höchst fragwürdig. So prognostizierte die IEA zB. Im Jahre 2002 Ölpreise von 21 \$ bis 2010:

"Crude oil prices are assumed to remain flat until 2010 at around \$21 per barrel (in year 2000 dollars) – their average level for the past 15 years. They will then rise steadily to \$29 in 2030. Natural gas prices will move more or less in line with oil Prices..."¹⁸

International Energy Agency: World Energy Outlook 2002, Paris 2002, S. 37

„The oil supply projections of this Outlook are derived from aggregated projections of oil demand.... Opec conventional oil production is assumed to fill the gap.“

World Energy Outlook 2002 p. 95

Auch im World Energy Outlook 2005 rechnete die IEA mit einem langfristigen Ölpreisniveau von bloss 35 \$/Fass (real). Die IEA ignoriert damit die marginalen Kosten der nichterneuerbaren Energien. Ihre Experten sind unwillens, die Erschöpfungserscheinungen auf den Öl-Märkten unvoreingenommen zu analysieren. Sie stützen sich methodisch auf zweifelhafte, offizielle Reservestatistiken.

Die Vernachlässigung der Marktverhältnisse in den Studien der IEA diskriminiert insbesondere die erneuerbaren Energien und die Investitionen in die Energieeffizienz. Denn deren Rentabilität wird durch vermeintlich tiefe Ölpreise und dessen angeblich hohe Verfügbarkeit künstlich tief gehalten.

Die IEA bewegt sich nicht nur bei Öl- und Gaspreisen in einer virtuellen Welt, sondern ist auch unfähig, die positive Dynamik der erneuerbaren Energien zu identifizieren. Dies wird deutlich, wenn man die IEA-Prognosen zur Windenergie analysiert.

In ihrem World Energy Outlook 1998 hat die IEA die weltweite Windkraft-Leistung auf 42 GW im Jahre 2020 veranschlagt. Die Windenergie befand sich damals bereits in einem stabilen Aufschwung mit jährlichen Zuwachsraten von über 20%.

Im Jahr 1999 veröffentlichte Greenpeace den Bericht „Windforce 10“, wonach Windenergie bis zum Jahre 2020 über 10 % des Weltstromverbrauchs decken könne und bis dahin die atomare Stromerzeugung überholt haben werde.¹⁹

Im Jahre 2002 – die Windkapazität überschritt damals bereits 31 GW – korrigierte die IEA ihre inzwischen obsoletere Prognose. Die neue Prognose für Windkapazität im Jahr 2020 betrug nun 100 GW.

Auch diesmal verfehlte die IEA die reale Entwicklung bei weitem. Weder den Lernkurven der Windenergie noch der knappen Ressourcen-Verfügbarkeit der nichterneuerbaren Energien wurde Rechnung getragen. Die revidierten Zahlen im World Energy Outlook 2002 verfehlten die tatsächliche Entwicklung bei weitem.

Die Windenergie entwickelte sich nämlich noch besser als in der Greenpeace-Vision „Wind force 10“. Ende 2006 wurde eine Weltkapazität von 75 GW erreicht²⁰, und voraussichtlich im Frühjahr 2008 wird die Marke von 100 GW überschritten, womit die IEA ursprünglich ca. im Jahre 2030 und später im Jahr 2020 rechnete. Das avisierte Ziel von 100 GW wird in nur 35% bzw. 45 % der vorausgesehenen Zeit erfüllt sein.

Da sich die Windenergie stabil exponentiell verbreitet, sind die Chancen intakt, dass die IEA-Prognose von 100 GW nicht bloss um einen Faktor 2, sondern um einen Faktor 10 zu tief liegt, weil die Windkraft schon vor 2020 den Wert von 1000 GW überschritten haben dürfte.

Entwicklung Windenergie 1998-2030 in verschiedenen Szenarien (1 GW= 1000 MW)

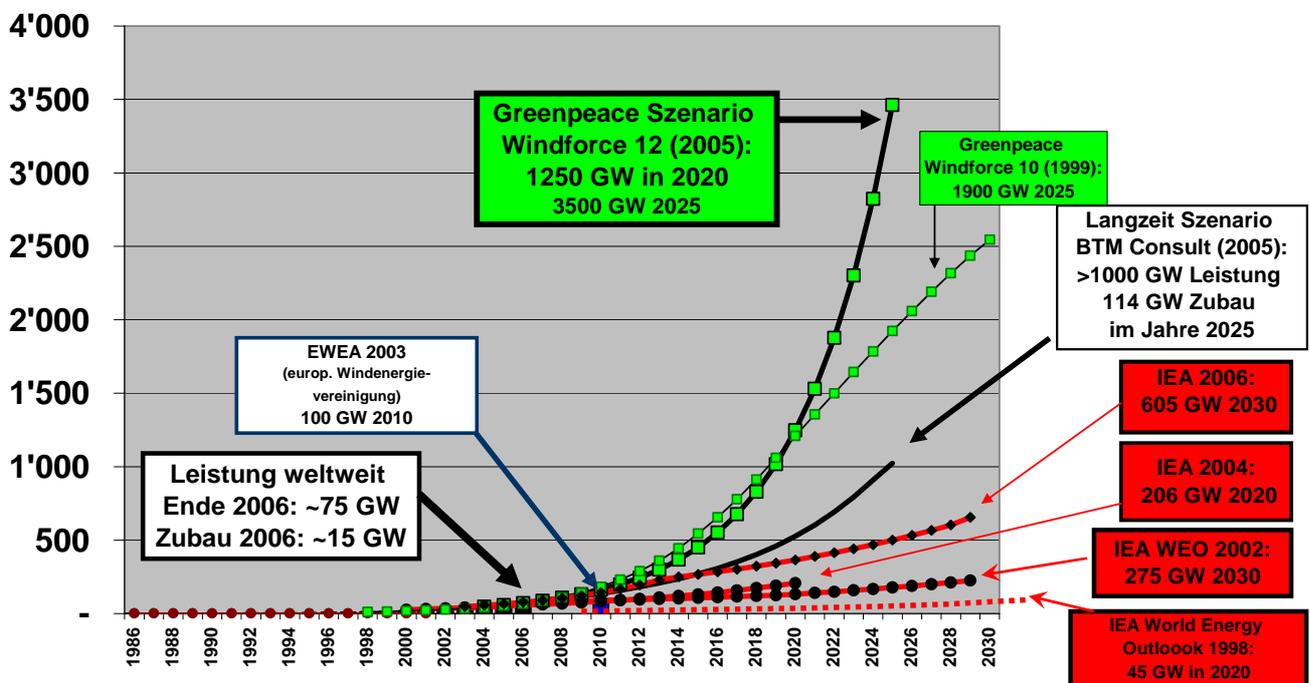


Abbildung 4 effektives Wachstum der Windenergie und Perspektiven der IEA 1998/ 2002/ 2004

Würde die Windenergie bis 2020 tatsächlich nur auf 206 GW ansteigen, wie dies die IEA im Jahre 2004 noch prognostiziert hat, dann müsste der derzeitige jährliche Output von 15'000 MW auf rund 10'000 MW schrumpfen. Realwirtschaftlich ist jedoch genau das Gegenteil zu beobachten: die Windenergie boomt wie nie zuvor, mit Dutzenden neuer Fabriken in Indien, USA oder China und einer einzigen (lösbaren) Sorge: Nachschub-Probleme.

Im World Energy Outlook 2006 hat die IEA (kurz vor Fertigstellung dieses Berichtes) eine neue Korrektur vorgenommen. Bis 2015, so die IEA, wachse die Windenergie um jährlich 17% auf 250'000 MW, danach sinke das Wachstum auf 6,5%, womit eine Kapazität von 655'000 MW im Jahre 2030 zu erwarten sei.²¹ Auch diese Projektion wird methodisch nicht näher erläutert. Insbesondere wird nicht erklärt, weshalb die Wachstumsraten ab 2006 nur noch halb so hoch sein sollen wie bisher (1996-2005) und weshalb sich ab 2015 das Wachstum nochmals halbieren wird.²²

3.2. Die Vorzüge von erneuerbaren Energien

In den Mainstream-Medien und in der herkömmliche Elektrizitätswirtschaft geht die Kritik an erneuerbaren Energien dahin, diese seien

- zu teuer,
- unzuverlässig,
- eine Kostenlast für die Unternehmen
- wenig leistungsfähig und
- die Elektrizität stünde zudem gerade dann nicht zur Verfügung, wenn man sie am meisten brauche.

Diese Argumente stehen in Kontrast zum hohen Interesse an erneuerbaren Energien sowohl in der Bevölkerung als auch bei kommerziellen Investoren. Die fulminanten Wachstumsraten der erneuerbaren Energien, die rund um den Erdball erzielt werden, sprechen eine deutliche Sprache, und sie finden sich auch in Ländern, die keinen oder wenig gesetzlichen Support der erneuerbaren Energien kennen (zB. Kanada, Indien, China, Mexiko, Australien, USA). Die Gründe für die hohe Beliebtheit der erneuerbaren Energien bei den Investoren sind mannigfaltig:

Tabelle 1 Strukturelle Vorteile der erneuerbaren Energien	
Kostenlose Primärenergie	Die Primärenergie (Wind, Sonne, Geothermie, Wasserkraft, biogene Reststoffe) ist kostenlos und basiert auf natürlichen Energieflüssen (hauptsächlich Sonneneinstrahlung). Abgesehen von den Nutzungskosten („Erntetechnik“) gibt es kein Kostenrisiko hinsichtlich der Brennstoffe und somit keinerlei Volatilität der Kosten nach abgeschlossener Anlage-Investition. Die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien ist innerhalb der natürlichen Zyklen höchst zuverlässig und von den Potentialen her faktisch unbegrenzt.
Tiefe variable Kosten – Infrastrukturcharakter der Investitionen	Die variablen Kosten der erneuerbaren Energien liegen in der Regel tief er als bei allen anderen Energieträgern. Ein Grossteil der Erträge liegt zeitlich hinter dem kaufmännischen Horizont üblicher Payback-Kalkulationen von 15-20 Jahren. Investitionen in Wasserkraft, Windenergie, Geothermie liefern Erträge während 25-40 Jahren (Wasserkraft bis über 100 Jahre). Erneuerbare Energien werden deshalb bei anfänglich zum Teil noch höheren Anfangskosten zunehmend als kostensenkend anerkannt. („Mehrkosten von heute sind Minderkosten von morgen“)
Kostensenkende Auswirkung auf „merit order“	In allen Ländern mit starkem Windanteil werden Kostenentlastungen bei hohem Windaufkommen beobachtet. Die Einpeisung von erneuerbaren Energien erlaubt es, die jeweils teuersten marginalen Produzenten innerhalb der Merit Order der verfügbaren Kraftwerke abzuschalten. Starke Winde drücken somit den Strompreis und verhelfen auch jenen Grossverbrauchern zu Kosten-Einsparungen, die von der Kostenumlage für erneuerbare Energien befreit sind. ²³
Lernkurve	Alle neuen erneuerbaren Energien sind noch relativ jung und erreichen auf der Lernkurve vergleichsweise hohe jährliche Kostenreduktionen. Die jährlichen Kostensenkungen erreichen 3–4 % für Windkraft ²⁴ und 5–10 % für Photovoltaik. ²⁵
Breite Verfügbarkeit	Erneuerbare Energien liefern endlose, unerschöpfliche, zuverlässige Erträge, und sind in fast allen Gebieten der Erde verfügbar. Ihr Aufkommen ist zwar zum Teil variabel und mit spezifischen saisonalen und täglichen Leistungsprofilen. Ihre Nutzung erfordert ein Netz-, Reserve- und Lastmanagement. Dieses Erfordernis entsteht aber grundsätzlich auch bei anderen Energieträgern (Atom, Kohle), die ebenfalls keine Spitzenlast liefern.
Nach menschlichem Ermessen unendliche Potentiale	Die Potenziale der erneuerbaren Energien sind derart gross, dass sie die Welt-Nachfrage nach handelbarer Energie vielfach befriedigen können; eine „Opec der erneuerbaren Energien“ ist kaum denkbar; auch bei zunehmender Nutzung gibt es kaum ein Risiko von Preiserhöhungen. Die Kostensenkungen auf der Lernkurve sind höher als der Anstieg der marginalen Kosten, wenn zweit- und drittklassige Potentiale (zum Beispiel Windenergie im Binnenland) genutzt werden.
Variable Energie, Grundlast und Spitzenenergie von Fall zu Fall	Erneuerbare Energien liefern variable Energiebeiträge (Windenergie, Solarenergie, Wasserkraft), Grundlast (Geothermie, Wasserkraft) und Spitzenenergie (Wasserkraft, Biomasse und Biogas). Mit steigender Interkonnektion und Zwischenspeicherung mütieren auch die variablen Energieträger Wind und Sonne zu Band- und Spitzenenergie.
Kurze Bauzeiten	Manche erneuerbare Technologien verfügen über kurze Bauzeiten – bei der Photovoltaik und bei der Windenergie nur wenige Tage bis Wochen.

Die These, wonach die Kosten der erneuerbaren Energien in Zukunft ansteigen, weil immer schlechtere, d.h. marginale Standorte genutzt werden müssen, lässt sich in der Praxis nicht bestätigen.²⁶ Zwei Faktoren sind für

Kostenreduktionen verantwortlich: zum einen die Reduktion der Investitionskosten (Kaufpreis pro kW) und andererseits eine höhere Produktivität der installierten Leistung, dank einer Verbesserung der Technologien.

Der Produktivitätsfortschritt der Wind-Branche war zum Beispiel so gross, dass auch an (schlechteren) Binnenstandorten die Rentabilität trotz sinkenden Vergütungen gewährleistet werden konnte. Die Investitionsneigung ist ungebrochen; es mangelt nicht an Investoren, sondern höchstens an Bewilligungen für geeignete Standorte. Mit der Erschliessung der Offshore-Technik kommen neue Potentiale ins Spiel, bei denen die Bewilligungsfrage eine abnehmende Rolle spielt. Deren steile Lernkurve verspricht wegen der besseren Ressourcenverfügbarkeit in Zukunft noch viel höhere Strombeiträge als bisher zu langfristig tieferen Kosten als die Nutzung onshore.

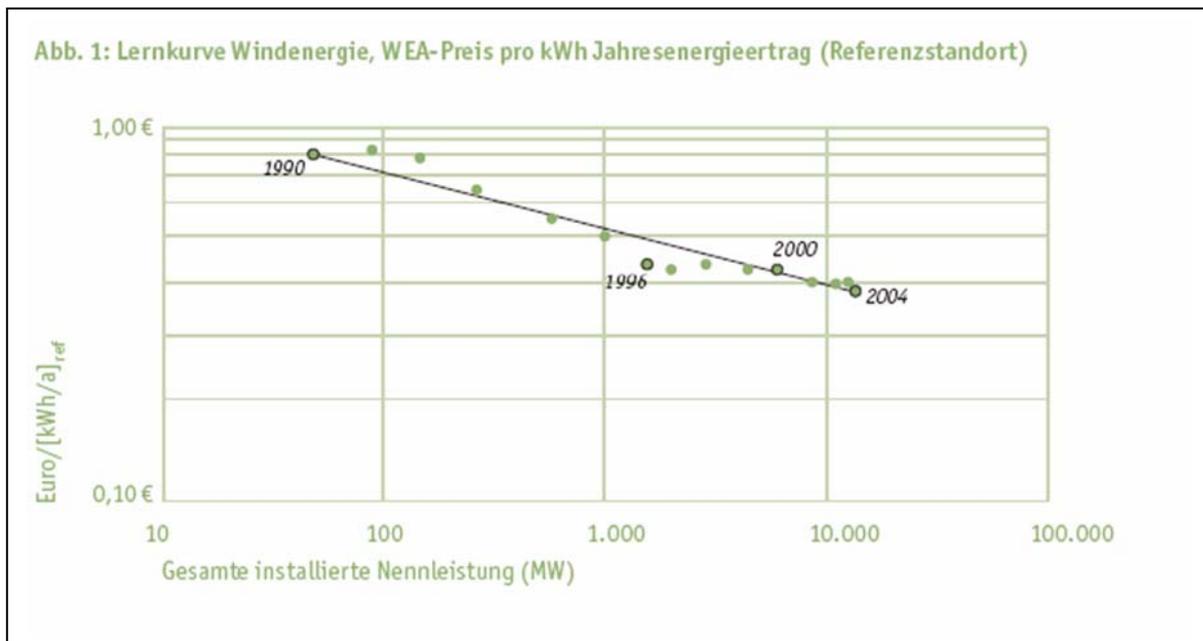


Abbildung 5 spezifische Investitionskosten für die Erzeugung von 1 kWh/Jahr

Quelle; ISET/ BWE / BMU ²⁷

„Vergleicht man nun die Jahreskosten des Stromertrags von 1990 mit denen von 2004, so beträgt der Kostenrückgang 53 Prozent, von 0,80 auf 0,38 Euro pro Kilowattstunde.... Der Jahresertrag ist hier gleich dem Ertrag am Referenzstandort gemäß EEG. Am Referenzstandort herrscht in 30 Meter Höhe eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 m/s. Eine 1,5-MW-Anlage erzeugt bei einer Turmhöhe von 100 Metern am Referenzstandort etwa 4,5 Mio. kWh pro Jahr, genug für 2.000 Haushalte.“²⁸

Trotz gewissen Engpässen beim Ausbau der Herstellung, die bei den aktuellen Wachstumsraten von bis zu 50% (2005) wenig überraschen, sind weitere Kostenreduktionen auf längere Sicht zu erwarten.²⁹

Waren die Erneuerbaren bis heute nur eine marginale Quelle von Energie, zu marginalen Kosten und mit eher marginalen Technologien, so scheint es angesichts der nun zu beobachtenden Wachstumsraten logisch, dass sich die Windenergie in vielen Märkten zur kostenminimalen Technik entwickelt. Das gleiche könnte für die Photovoltaik eintreten, zumindest auf Märkten, wo funktionierende Netze nicht gesichert sind.

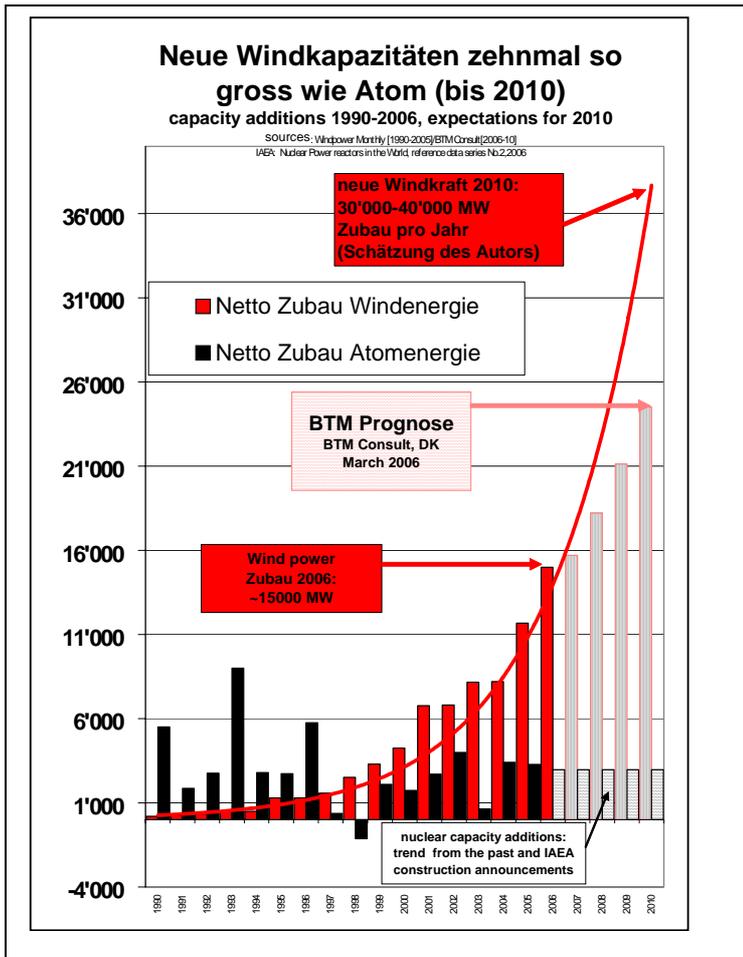


Abbildung 6 Vergleich der voraussichtlichen Kapazitätssteigerung 1990-2010

Windenergie und Atomenergie

Quelle IAEA, Windpower Monthly ³⁰

Im Jahre 2010 dürften die Installationen an Windkraft punkto Leistung rund 10 Mal höher sein als die Neuinstallationen von Atomkraftwerken.

Der Nettozuwachs an Windenergie überstieg den Nettoausbau von Atomenergie im Jahre 2005 um den Faktor 4.

Weil Windkraftwerke über einen kleineren Kapazitätsfaktor verfügen (bedingt durch ca. 1500-3000 Voll-Laststunden pro Jahr im Vergleich zu 7'000 Voll-Laststunden der Atomkraft), entspricht das Verhältnis der zugebauten Leistung nicht dem Verhältnis an zusätzlicher erzeugter Energie.

Aber bis 2010 dürfte der zusätzlich erzeugte Strom aus Windkraft etwa drei bis viermal höher liegen als der zusätzlich installierte Strom aus Atomenergie (Windenergie mit gegen 40'000 MW neu installierten Anlagen zu 20-30 % Kapazitätsfaktor, Atomenergie mit 3'000 MW netto Zubau zu 80-90 % Kapazitätsfaktor).³¹

4. Kritik an den Datengrundlagen von IIASA

4.1. Noch sechsmal so viel Öl und Gas wie bisher schon verbraucht?

Analysiert man die Datengrundlagen der MESSAGE-Technologieszenarien von IIASA, so fallen manche Ungeheimheiten bei den nichterneuerbaren Energien auf:

In MESSAGE wird die Verfügbarkeit von Erdöl zu Preisen zwischen 16.8 und 57.7\$/Fass auf rund 6000 Milliarden Barrel (ca. 200 Jahresverbräuche auf derzeitigem Niveau) beziffert.³²

Die Verfügbarkeit von Erdgas zu Preisen zwischen 14 und 46.6 \$/Fass Öläquivalent wird ebenfalls auf rund 6000 Milliarden Barrel (über 300 Jahresverbräuche auf derzeitigem Niveau) beziffert.

- wenn derart viel verfügbares Öl und Erdgas zu Kosten deutlich unter dem Marktpreis vorhanden wäre, weshalb gelangen diese dann nicht längst auf den Markt?
- Wie hoch ist der Energy-return-on-energy-investment dieser vermeintlichen Ressourcen? Wird mehr Energie zur Förderung benötigt als die Förderung hervorbringt, dann handelt es sich energetisch nicht mehr um eine Ressource, sondern um eine „Senke“.
- Wie hoch sind die realen Förder-Kosten der bezeichneten Ressourcen, ausgedrückt am Beispiel von real existierenden Projekten?
- Wie hoch sind die Kosten dieser Ressourcen im Verhältnis zu den Kosten von neuen erneuerbaren Energien? Sind die erneuerbaren Energien bereits billiger, welche Bedeutung haben dann diese Ressourcen noch?

IIASA stellt sich diesen Fragen nicht.³³ Im MESSAGE-Modell wird eine Modellwelt gezeichnet, die mit den realen Verhältnissen auf den Energiemärkten nirgends übereinstimmt.

4.2. Zum Kohle/Methanol-Szenario

Es gibt Anstrengungen zur Verflüssigung von Kohle. Auch sie sollte aber dem Gesichtspunkt des Energy-return-on-energy-investment analysiert und mit anderen Optionen verglichen werden (zB. Hybrid-Elektrofahrzeuge mit Strom aus erneuerbaren Energien). Bei der Kohlenutzung spielen der hohe CO₂-Gehalt und die Luftbelastung eine zunehmende Rolle, ebenso der grosse Bedarf an Trinkwasser – nicht nur bei der Kohleverflüssigung, sondern auch bei der Stromerzeugung.³⁴ Trotz der häufig gehörten Grundannahme von der schier unendlichen Verfügbarkeit von Kohle äussern manche Beobachter Zweifel an der kostengünstigen Verfügbarkeit dieser Reserven. Diese Vorbehalte fallen umso mehr ins Gewicht wenn man die übrigen ökologischen Nachteile der Kohle berücksichtigt.³⁵

4.3. Zu den Datengrundlagen von IIASA betreffend Stromerzeugung

Wie bei den nichterneuerbaren Energien enthält das Datengerüst von IIASA auch bei den erneuerbaren Energien einige nicht nachvollziehbare Angaben, die hier kurz referiert seien:

Im Kapitel 4 „Annahmen zu den Schlüsseltechnologien“ werden die voraussichtlichen Kosten der Windenergie und der Kernenergie rubriziert.

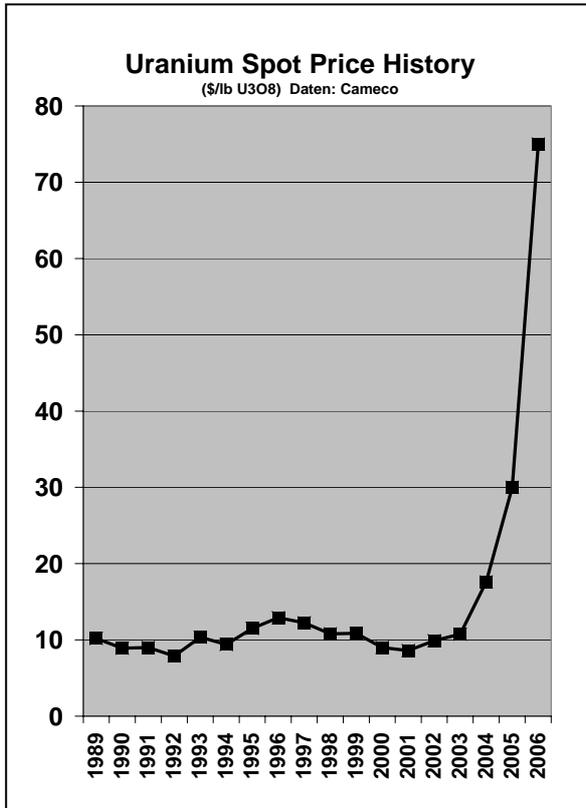
Tabelle 2 Geschätzte Kosten der Kernenergie 2000-2040 nach IIASA

Lebensdauer	30 Jahre				
Betriebsdauer pro Jahr	90%				
	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$/06/kW]	3429.5	3340.0	3250.5	3162.3	3072.8
Betriebskosten [\$/06/kWyr]	148.3	144.3	140.3	136.3	132.3
Min. Erzeugungskosten [c/kWh]	8.5	8.4	8.3	8.1	8.0
Max. Erzeugungskosten [c/kWh]	9.0	8.9	8.8	8.5	8.4

- Bezüglich der Atomenergie überrascht der Bericht von IIASA hinsichtlich der tiefen Betriebskosten, die für die Kernenergie auf 148.3 \$/kWyr (2000) bzw. 144,3 \$/kWyr beziffert werden. Rechnet man diese Kosten um auf Stundenwerte (1 yr = 8640 h), dann ergeben sich Betriebskosten von lediglich 1.7 US-C./kWh. Diese tiefen Kosten werden heute auch von unterbrechungsfrei arbeitenden Atomanlagen nicht erreicht. Das Atomkraftwerk Leibstadt wies für das störungsfreie Betriebsjahr 2004 variable Kosten (ohne Abschreibungen) von 3,3 Rp./kWh aus; dazu kommen die Kapitalkosten und die nur teilweise gedeckten Entsorgungskosten.
- Wie bei Öl und Gas rechnet IIASA mit einer sozusagen unbeschränkten Verfügbarkeit der Brennstoffe. Diese Ansicht wird von vielen Experten nicht geteilt und entspricht auch nicht der Kostenentwicklung auf dem Markt.³⁶

Abbildung 7 Preis-Entwicklung für Natur-Uran

Quelle: Cameco³⁷



Selbst die der Atomenergie keineswegs abgeneigte Internationale Energieagentur zeichnet in ihrem jüngsten Bericht ein eher skeptisches Bild von der Verfügbarkeit von Natur-Uran, weshalb die Annahme sinkender Betriebs- und Erzeugungskosten durch IASA nicht nachvollziehbar ist.

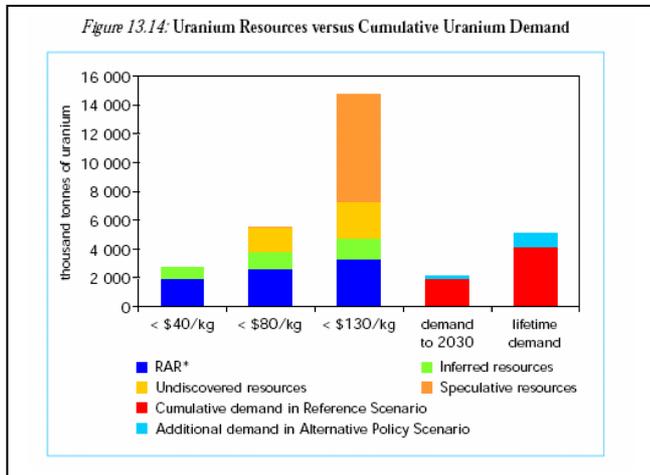


Abbildung 8 Verfügbarkeit von Uran gemäss IEA

Quelle: World Energy Outlook 2006³⁸

Tabelle 3 Geschätzte Kosten der Windenergie nach IIASA

Technologie: Windturbinen

Lebensdauer	30 Jahre				
Betriebsdauer pro Jahr	27%				
A2 und KE	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$'06/kW]	1795.6	1647.3	1499.0	1350.7	1202.4
Betriebskosten [\$'06/kWyr]	74.8	68.1	61.5	56.1	49.4
Erzeugungskosten [c/kWh]	8.1	7.4	6.7	6.1	5.4
Forciert erneuerbar	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$'06/kW]	1795.6	1098.2	999.1	864.0	802.0
Betriebskosten [\$'06/kWyr]	74.8	68.4	56.3	49.4	49.4
Erzeugungskosten [c/kWh]	8.1	5.9	5.1	4.5	4.3

Bezüglich der Kosten der Windenergie rechnet die Szenarien KE und BAU mit Kosten von 8,1 US-C/kWh (2000) bis 7,4 US-C/kWh. Solche Vergütungen für Neuanlagen sind zwar nicht ausgeschlossen, aber auf die *gesamte* Betriebsdauer gerechnet liegen sie viel zu hoch, weil fast alle Länder die Einspeisevergütungen befristen und mit fortschreitender Abschreibung degressive Vergütungen anwenden. Spätestens nach 20 Jahren werden die Einspeisevergütungen durch die Vergütung von Marktpreisen ersetzt.

Manche Länder unterschreiten bereits heute die Kosten von 5,9 C/kWh, die IIASA für 2010 vorsieht. So wurden in China bei den jüngsten Tender-Verfahren Preise von \$0.053-0.063/kWh erzielt.³⁹ In Tamil Nadu – ebenfalls ein boomender Markt – gelten derzeit Einspeisevergütungen von \$0.059/kWh.⁴⁰ In Deutschland werden zur Zeit 5,28-8,36 €/kWh während maximal 20 Jahren bezahlt⁴¹, danach werden die Anlagen in den Markt entlassen. In Frankreich, wo sich der Bestand an Windturbinen im Jahre 2006 ungefähr verdoppelt hat, gelten Preise von 8,2 €/kWh während 10 Jahren (bis maximal 15), danach gelten Marktpreise.⁴²

Die Einspeisevergütungen dienen in der Regel nur als Anreiz; in vielen Ländern mit Einspeisevergütungen (Deutschland, Frankreich, Spanien usw.) sind gesetzliche Vergütungsdegressionen von 2 % oder mehr pro Jahr in Kraft, was bei einer Inflationsrate von 1,5% zu einer realen Degression der Einspeisevergütungen von 3,5% pro Jahr führt. Über 10 Jahre gerechnet erzwingt eine solche Degression der Vergütung Kostenreduktionen um nicht weniger als 30%.

Kombiniert man diese Entwicklung der Kosten mit dem heute verzeichneten Marktpreisen und ignoriert man die realitätsfernen Preise für Öl und Gas, die von IIASA in die Welt gesetzt werden, so wird rasch ersichtlich, dass die Windenergie in den meisten Märkten wettbewerbsfähig sein wird oder es bereits ist. Dies gilt auch für Märkte, die keine Einspeisevergütungen aufweisen, vorausgesetzt die Netzeinspeisung wird nicht bürokratisch behindert und die Konkurrenzenergien (Kohle, Atom, Erdgas) werden nicht administrativ verbilligt.

Unterstellen wir in Abweichung zu IIASA und zum Schlussbericht „hoher Ölpreis“, dass Windenergie schon heute in vielen Märkten wettbewerbsfähig ist oder zu kostendeckenden Preisen betrieben werden kann, dann besteht wenig Grund zur Annahme, dass sich das Wachstum in den kommenden Jahren wesentlich abschwächen wird.

Vielmehr ist mit einer wesentlichen Verstärkung der Nachfrage nach Windturbinen zu rechnen, und zwar vorwiegend aus den beschriebenen ökonomischen Gründen. Im offenen Strommarkt wird die Atomenergie kaum überleben, wenn Sie – auch nach Ansicht der IIASA – mehr als eineinhalb mal so teuer ist wie die Windenergie. Denn abgesehen von den ökonomischen Nachteilen ist sie auch politisch in der Bevölkerung denkbar unbeliebt.

Hält das bisherige Wachstum (1996-2005) bei neuen Windturbinen von 29 % pro Jahr an, dann erreichen die Gesamtkapazitäten noch vor dem Jahr 2030 über 10'000 GW, also mehr als das Hundertfache von heute. Doch auch in einem Szenario mit gemässigten Zuwachsraten – 14,5 % pro Jahr oder halb soviel wie bisher – sind bis zum Jahre 2030 ca. 2'600 GW Windkraft zu erwarten, also eine Vermehrung um den Faktor 35. Damit ist die Bandbreite einer wahrscheinlichen Entwicklung vorgezeichnet.

Die Windenergie wird so nicht bloss die Atomenergie überflügeln, sondern auch Kohle und Erdgas massgeblich ersetzen. Der globale Marktanteil wird selbst bei gemässigtem Wachstum (14,5%) noch vor 2040 auf über 50 % des Weltstromverbrauchs ansteigen.

Um diese hohe Marktdurchdringung zu erreichen, müssen aber gewisse Rahmenbedingungen erfüllt sein, die zum grossen Teil regulativer Natur sind. Dazu gehört der Ausbau der Interkonnektion, z.B. mittels Hochspan-

nungs-Gleichstromübertragungsleitungen (HGÜ), der Zugang zu Ressourcen in wenig besiedelten Gebieten, die Entwicklung der Offshore-Technik (inkl. schwimmende Windturbinen), die Garantie von Durchleitungsrechten usw.

	Szenario 29% Wachstum (Zubau steigt wie 1995-2005)		Szenario 14,5% Wachstum (Zubau halbiert sich im Vergleich zu bisher)	
	Bestand (GW Leistung)	Stromproduktion umgerechnet auf Anzahl AKWs (à 1000 MW)*	Bestand (GW Leistung)	Stromproduktion umgerechnet auf Anzahl AKWs (à 1000 MW)*
1995	5	2	5	2
2000	18	6	18	6
2005	59	20	59	20
2010	192	64	148	49
2015	660	220	322	107
2020	2314	771	662	221
2025	8159	2720	1327	442
2030	28806	9602	2627	876

Kapazitätsfaktor Wind = 1/3 von AKW

Abbildung 9 Wachstum der globalen Windenergie in zwei Varianten

Quelle: eigene Fortschreibung; Daten bis 2005: Windpower Monthly

Die Plausibilität dieser Entwicklung ist somit weder eine rein technische noch eine rein ökonomische Frage, sondern hängt von vielen Faktoren ab. Dass es eine technische Grenze für die Marktdurchdringung der Windenergie gibt, die heute – wie oft behauptet – auf 20% beziffert wird, ist immer weniger nachvollziehbar. In zahlreichen Teilmärkten (zB. Sachsen-Anhalt, Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein) liegen die Marktanteile der Windenergie am jährlichen Stromverbrauch bereits über 30%.⁴³

Und mit sinkenden Kosten wird es immer attraktiver, Speichertechniken anzuwenden, die eine ausreichende Reservehaltung gewährleisten.

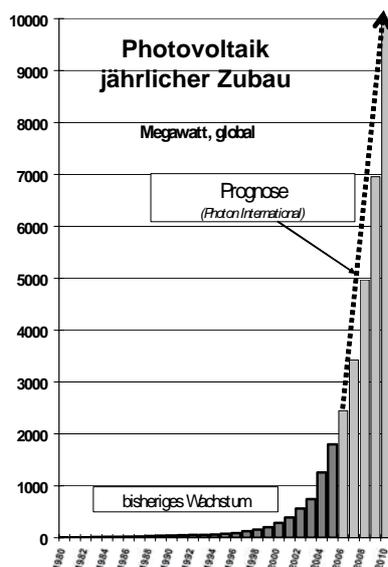


Abbildung 10 Marktwachstum der Photovoltaik

Die Windkraft ist nicht der einzige Kandidat für steiles Wachstum: Solare Techniken, Geothermie und Biomasse sind gleichfalls in einer Pole-Position für mehr Wachstum.

Der Markt für Photovoltaik wird sich bis 2010 verfünffachen, erklärt Photon International, Fachorgan der Branche. Die Geschwindigkeit der Entwicklung ist atemberaubend. Sie verspricht die Eroberung neuer Märkte, die bisher mit nichterneuerbaren Energien betrieben wurden.

Entscheidend bei diesen Expansionsplänen ist, dass die neuen Erneuerbaren kaum mit echten Ressourcen-Restriktionen zu kämpfen haben. Die Potentiale der Wind- und der Sonnenenergie genügen, um den Weltstrombedarf gleich mehrere hundert Mal zu decken.

Es waren auch nie die fehlenden Potentiale, die das Wachstum der erneuerbaren Energien behinderten, sondern hohe Kosten, mangelndes Engagement der Industrie sowie das Fehlen ausreichender Netzanbindung. Zudem neigten die monopolistisch organisierten Netzbetreiber dazu, Einspeisungen Dritter tariflich zu diskriminieren.

5. Zusammenfassung

Das Preis-Mengen-Gerüst von IIASA deckt sich nicht mit den am Markt zu beobachtenden Preisen und Kosten für die nichterneuerbaren Energien. Dies gilt sowohl für Erdgas und Erdöl als auch für die Kosten der Stromerzeugung aus Windenergie und aus Kernenergie. Die Verwendung der Kohle wird durch Klimaschutzmassnahmen bereits heute verteuert. Diese Belastungen dürften weiter ansteigen, wenn die Industrie nicht umstellt.

Die grosse Unschärfe bei den Daten der IIASA führt dazu, dass der Bericht die realen Phänomene am Energiemarkt – Investitionszurückhaltung beim Erdöl, Boom der erneuerbaren Energien – weder wahrnimmt noch zu erklären vermag.

Die Potentiale der erneuerbaren Energien werden systematisch unterschätzt, Klimaschutzmassnahmen und die Kostenfolgen des Klimawandels werden wie früher schon einfach weiter ignoriert.

IIASA bevorzugt ausgeprägt die nichterneuerbaren Energien und setzt sich mit spezifischen Beschaffungs- oder Umwelt-Risiken nicht auseinander. Die Ergebnisse werden so auf unakzeptable Art manipuliert. Die Resultate des ECOPLAN-Berichts sind deshalb hinsichtlich des Technologie-Mixes und der CO₂-Emissionen mit Vorsicht zu geniessen und sind objektiv nicht nachvollziehbar.

6. Anmerkungen

¹ ECOPLAN: Auswirkungen langfristig hoher Energiepreise; Einfluss eines hohen langfristigen Energiepreises auf Wirtschaftswachstum, Strukturwandel sowie Energieangebot und –nachfrage, Entwurf 27. Oktober 2006

² <http://www.rechsteiner-basel.ch/allepub/19>

³ Manfred Strubegger, IIASA: Anhang B: Die MESSAGE-Technologieszenarien, Bundesamt für Energie 2006

⁴ IIASA 2006 S: 5

⁵ Ebenda.

⁶ Windpower Monthly div. Jg.

⁷ Paul Maycock in Renewable Energy World, div. Jahrgänge

⁸ Angaben Windpower Monthly, Oktober 2006 S. 70

⁹ Ecoplan: Auswirkungen langfristig hoher Energiepreise; Einfluss eines hohen langfristigen Energiepreises auf Wirtschaftswachstum, Strukturwandel sowie Energieangebot und –nachfrage; Beitraggeber: Bundesamt für Energie (BFE), Entwurf Schlussbericht, z.H. Begleitgruppe 27. Oktober 2006, S. 94

¹⁰ A. Endres: Umwelt- und Ressourcenökonomie, Darmstadt 1985

¹¹ Aspo Newsletter Nr. 68/ 2006

¹² Jeffrey Currie (Goldman Sachs International): Reassessing long-term commodity prices, September 2006

<http://www.charlotteeconclub.org/JCURRIE%20Presentation%209-06.pdf>

¹³ Siehe die Publikationen von Campbell (www.peakoil.net) und von Matt Simmons (<http://www.simmonsco-intl.com/>).

¹⁴ <http://www.energiekrise.de/>

¹⁵ Manche Beobachter wie Werner Zittel und Matt Simmons gehen bei den europäisch/russischen Gasvorkommen von ebenfalls einem sich derzeit einstellenden „Peak“ aus.

¹⁶ “The agency said renewable energy would account for 40 per cent of investment into power generation over the next 25 years, which would increase the global share of renewables in electricity generation from 18 per cent today to 19 per cent in 2030.” FIONA HARVEY Financial Times, 15 February 2006

¹⁷ Cf. World Energy Outlook 2006, World Must Spend Extra \$3 Trillion on Energy by 2030, IEA Says, by Stephen Voss Nov. 7 2006 (Bloomberg) http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=20601072&sid=a.H_Odgdj.ko&refer=energy

¹⁸ International Energy Agency: World Energy Outlook 2002, Paris 2002, S. 37 <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/weo2002.pdf>

¹⁹ http://www.thema-energie.de/media/article000287/windpotenzial_studie.pdf

²⁰ Windpower Monthly October 2006

-
- ²¹ IEA: World Energy Outlook 2006 S. 493
- ²² Für eine vertiefte Kritik an der IEA, siehe auch Rudolf Rechsteiner: "Parliamentarians and the Energy conflict" <http://www.rechsteiner-basel.ch/download.cfm?ID=150> und Rudolf Rechsteiner: Internationale Energieagentur: Irrlicht im Ministerrang <http://www.rechsteiner-basel.ch/download.cfm?ID=159>
- ²³ Sven Bode, Helmuth Groscurth: Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“ HWWA DISCUSSION PAPER 348, ISSN 1616-4814 http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Kosten/HWWA_EEG_drueckt_Strompreis.pdf
- ²⁴ T. Neumann, C. Ender, J. P. Molly: Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland 2002, DEWI Magazin Nr. 21, August 2002
- ²⁵ The feed in tariff of photovoltaic power from open land based facilities underlies a yearly nominal reduction of 6.5% which in real terms equals some 8% a year.
- ²⁶ „Mit zunehmender Erschließung der natürlichen Potenziale bewirkt dies einen Anstieg der durchschnittlichen Kosten, da günstige Standorte i.d.R. schon zu Beginn erschlossen werden.“
Christof Timpe (Öko-Institut e.V.) Dominik Seebach (Öko-Institut e.V.) mit Beiträgen von Almut Kirchner (Prognos AG): Möglichkeiten von Elektrizitätsimporten aus erneuerbaren Energien, Bundesamt für Energie, Exkurs 8 zu den Energieperspektiven, November 2006 S.8
- ²⁷ Effizienz der Windenergie, Auszug aus: Windenergie Report Deutschland 2005, erstellt vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Überarbeiteter und ergänzter Sonderdruck des Bundesverbandes WindEnergie Berlin 2006
http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Hintergrundpapiere/Wirtschaft_und_Strompreise/HG_Kosten_Effizienz_Windenergie.pdf
- ²⁸ Effizienz der Windenergie, Auszug aus: Windenergie Report Deutschland 2005. Erstellt vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Überarbeiteter und ergänzter Sonderdruck des Bundesverbandes WindEnergie e.V., Berlin 2006 S. 2 http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Hintergrundpapiere/Wirtschaft_und_Strompreise/HG_Kosten_Effizienz_Windenergie.pdf
- ²⁹ Siehe die neusten Kostenvergleiche in Windpower Monthly, January 2007. Der Autor rechnet mit stabilen Preisen bis 2008 und weiteren Senkungen ab 2009.
- ³⁰ IAEA: Nuclear Power Reactors in the World, REFERENCE DATA SERIES No. 2 April 2006 Windpower Monthly October 2006, / The Windicator <http://www.windpower-monthly.com/WPM:WINDICATOR:737599>
- ³¹ Es könnte aber auch sein, dass der weltweite Bestand an Atomanlagen ab 2010 sogar absinkt, weil die bestehenden Anlagen alt sind und hohe Sicherheitsrisiken beinhalten.
- ³² Strubegger 2006 S. 8
- ³³ Sie wurden aber in der Begleitgruppe „hoher Ölpreis“ wiederholt aufgeworfen.
- ³⁴ Dieselben Vorbehalte – hoher Kühlwasserbedarf – gelten auch für die Stromerzeugung aus Atomkraft.
Vgl. Ole von Uexküll: Energy and Water, Exploring the Relationship Between Energy and Water, <http://www.rmi.org/sitepages/pid1141.php>
- ³⁵ <http://www.theoil Drum.com/story/2006/5/28/151733/818>
- ³⁶ Vgl. Dazu Werner Zittel, Jörg Schindler: URANIUM RESOURCES AND NUCLEAR ENERGY, Background paper prepared by the Energy Watch Group, December 2006, EWG-Series No 1/2006,
http://www.energiekrise.de/news/docs/specials2006/REO-Uranium_5-12-2006.pdf
- ³⁷ http://www.cameco.com/investor_relations/ux_history/historical_ux.php
- ³⁸ Internationale Energieagentur: World Energy Outlook 2006 S. 379
- ³⁹ Windpower Monthly December 2006, S. 56
- ⁴⁰ Windpower Monthly July 2006 p. 33
- ⁴¹ Tarife gemäss EEG
- ⁴² Windpower Monthly July 2006 p. 35
- ⁴³ DEWI: Windenergienutzung in Deutschland, Stand 30.06.2006 (C. Ender)
http://www.dewi.de/dewi_neu/englisch/themen/magazin/29/06.pdf