

Wir nähern uns einer historischen Wende. Die Zeit des billigen Erdöls geht zu Ende. Ob der letzte Tropfen in 30 oder in 60 Jahren fließt, ist ziemlich nebensächlich. Schon im laufenden Jahrzehnt – vor 2010 – wird die weltweite Ölförderung sinken. Dieses Ereignis wird unsere Energieversorgung auf den Kopf stellen. Der Wettlauf um die letzten Reserven hat längst begonnen.

Die Stromkrise in Kalifornien, der Anstieg der Ölpreise seit 1999, die Verhundertfachung der Erdgaspreise in den USA und das Comeback der Opec sind klar erkennbare Vorboten der neuen Epoche.

Im Windschatten dieser Entwicklung drängen grüne Techniken mit stürmischer Geschwindigkeit auf den Markt. Die Reduktion der CO₂-Emissionen und der Atomausstieg sind keine Wunschträume. Kapitalkräftige Firmen investieren Milliarden in den ökologischen Umbau.

Dieses reich illustrierte Handbuch zeigt, weshalb sich grüne Technik in diesem Jahrzehnt weltweit durchsetzt und welches Potential in den neuen Technologien noch steckt.



Rudolf Rechsteiner (1958),
Ökonom, ist Dozent für praktische
Umweltpolitik an der Uni Basel
und Schweizer Parlamentarier
(Nationalrat).
Er präsidiert die ADEV Energiege-
nossenschaft mit Wasser-, Wind-,
Solar- und Blockheizkraftwerken.
Verfasser zahlreicher Bücher und
Publikationen zur Umwelt- und
Sozialpolitik.

orell füssli

Rudolf
Rechsteiner

Grün gewinnt

Rudolf Rechsteiner

orell füssli

Grün gewinnt

Die letzte
Ölkrise
und danach

ISBN 3-280-05054-5
orell füssli

Rudolf Rechsteiner

Grün gewinnt

Rudolf Rechsteiner

Grün gewinnt

Die letzte Ölkrise und danach

orell füssli Verlag AG

© 2003 Orell Füssli Verlag AG, Zürich

www.ofv.ch

Alle Rechte vorbehalten

Umschlagabbildung: Bonus Energy A/S. Dänemark

Buchgestaltung: Jud Grafik+Internet, Uznach, Schweiz

Druck: fgb · freiburger graphische betriebe, Freiburg i. Brsg.

Printed in Germany

ISBN 3-280-05054-5

Bibliografische Information der Deutschen Bibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliographie; detaillierte bibliographische Daten sind im Internet über <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

Inhalt

Vorwort	VII
Teil 1	
Erdöl: Der Schlussverkauf hat begonnen	1
Teil 2	
Atomenergie: Kalkulierte Menschenopfer	39
Teil 3	
Energieproduktivität – Brücke zur Nachhaltigkeit	77
Teil 4	
Die Sonne kommt	95
Teil 5	
Billiger und friedlicher als Erdöl: Windenergie	117
Teil 6	
So funktioniert der Schweizer Atomausstieg	143
Teil 7	
Was die Politik leisten muss	153
Anhang	184
Quellenverzeichnis	195

Meinen Kindern Till und Jan

Vorwort

Bei der Entstehung dieser Publikation haben mich verschiedene Personen freundlich unterstützt. Ihnen sei an dieser Stelle herzlich gedankt:

Armin Braunwalder, Schweizerische Energiestiftung (SES), Zürich
 Roger Blanchard, Lake Superior State University, Sault Ste. Marie, Michigan, USA
 Conrad Brunner, Architekt, Zürich
 Gregor Czisch, Institut für Solare Energieversorgungstechnik, ISET, Kassel, Deutschland
 Colin J. Campbell, Aspo, Ballydehob, Cork, Irland
 Michel et Solange Fernex, Sortir du Nucléaire, Biederthal, Alsace/France
 Thomas Fisch, Rudolf Jegge, Markus Diacon, Amt für Energie Basel-Stadt
 Markus Häring, Geothermal Explorers LTD, Basel
 Robert Horbaty, Suisse Eole, Niederdorf
 Josef Jenni, Jenni Energietechnik AG, Oberburg (Bern)
 Eberhard Jochem, Centre for Energy Policy and Economics, Zürich
 Reinhard Kaiser, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin
 Jean Laherrère, Aspo, Preuilly sur Claise, Frankreich
 Thomas Nordmann, TNC, Zürich
 Eric Nussbaumer, ADEV Energiegenossenschaft, Liestal, Schweiz
 Stefan Nowak, Programmleiter Photovoltaik, St. Urseren, Schweiz
 Hermann Scheer, MdB/Eurosolar, Berlin
 Frau Irene Schmitz (†), Basel
 Mycle Schneider, WISE Paris, Paris
 Hanne Pöder Sørensen, Vestas, Ringkøbing, Dänemark
 Ernst Stocker und Eduard Schumacher, Industrielle Werke Basel (IWB), Basel
 H.-P. Waldl, Oekovest, Oldenburg, Deutschland
 Martin Walter, IPPNW, Grenchen, Schweiz
 Frau Susanne Wenger, Basel
 Werner Zittel, L-B-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, Deutschland

Diese Publikation konnte nur entstehen, weil folgende Organisationen finanzielle Beiträge für grafische Bearbeitung, Erstellung und Druck leisteten: (in alphabetischer Reihenfolge):

ADEV Energiegenossenschaft
 Agentur für erneuerbare Energien und Energieeffizienz AEE
 Amt für Energie Basel-Stadt
 Equiterre (ehem. Schweiz. Gesellschaft für Umweltschutz)
 Greenpeace Schweiz
 Nordwestschweizer Aktionskomitee gegen Atomkraftwerke (NWA)
 Schweizerische Energiestiftung (SES)
 WWF Schweiz

Ihnen allen sei an dieser Stelle ebenfalls herzlich gedankt.

Basel, im Februar 2003
 Rudolf Rechsteiner

Teil 1



«Tow-out» der rund 700'000 Tonnen schweren Troll-Bohrinsel vor der norwegischen Küste.

Der Schlussverkauf hat begonnen

«The catch is that while demand increases, existing production declines. To put a number on it, we expect that by 2010 about half the daily volume needed to meet projected demand is not on production today – and that's the challenge facing producers. This means industry may need to add some 80 million oil-equivalent barrels per day by 2010 to meet projected demand. The cost of doing so could reach \$1 trillion, or about \$100 billion a year. That's substantially more than industry is spending today.»

Harry J. Longwell, Direktor von Exxon
in einer Rede am 7. Mai 2002 in Houston¹

«Might I remind you that in 1973 the world had consumed 250 billion barrels of oil. Today that figure is 900 billion barrels. Judgments on the imminent peaking of oil are much more likely to be correct today than in the 1970's. The whole world has now been explored for oil by the most efficient methods in the industry's history, unlike in the 1970's.»

Brian Fleay, Australien List member
«Energyresources»

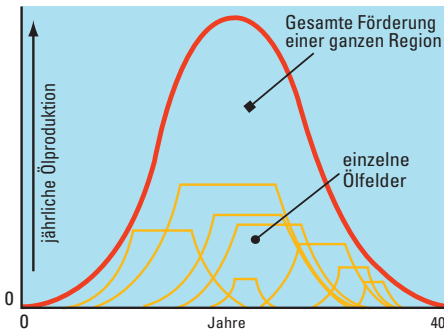
«The only way we will see low oil prices, is if the misadventure into Iraq will somehow work in the way which floods the markets with Iraqi oil. This would be very unfortunate for the world, and particularly for us in the US. Peoples attitudes need to change and only harsh reality will change them. The time between now and the time when PEAK OIL is on the front page of every newspaper is crucial time lost for coping with the scarcity ahead.»

Seppo Korpela, List member
«Energyresources»

Inhalt Teil 1

1.	Öl wächst nicht auf Bäumen.	3
2.	Immer weniger wird neu entdeckt	5
3.	Das erste Opec-Kartell hielt zwölf Jahre.	7
4.	1973 und heute: Wo liegt der Unterschied?	9
5.	Die letzte Ölkrise.	11
6.	Politische Reserven und Wirklichkeit	13
7.	Wie viel noch da ist und wie viel schon verbraucht wurde	15
8.	Die heimlichen Mühen der Opec-Länder	17
9.	Wenn OECD-Gremien Erdöl erfinden	19
10.	«Kreative Buchführung» oder: die unerklärliche Herkunft des Erdöls in IEA-Statistiken.	21
11.	US-Prognosen: Schummeln mit Tradition – zu wessen Vorteil eigentlich?	23
12.	Unkonventionelles Öl: nur scheinbare Linderung des Problems.	25
13.	Erdgas in Nordamerika: Abruptes Ende der Verschwendung	27
14.	Rettet Sibirien die Europäer?	29
15.	Die Risiken der Gas-Strategie	31
16.	Erdölknappheit und Klimaschutz.	33
17.	Versorgungssicherheit in Gefahr	35
18.	Retten Kriege den American Way of Life?	37

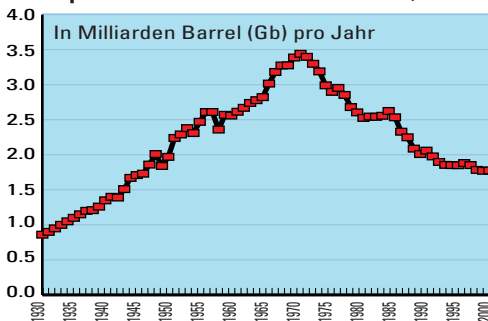
Hubbert-Kurve



1.1 Die natürliche (technische) Förderleistung einzelner Ölfelder und ganzer Ölregionen folgt geologischen und statistischen Gesetzmässigkeiten. Grosse Felder werden zuerst gefunden, dann folgen die kleinen. Die Produktion steigt auf ein Maximum («Plateau»), verharrt dort und fällt ab. In jedem Fördergebiet verläuft die Produktion entlang einer Glockenkurve, nach ihrem Entdecker «Hubbert-Kurve» genannt.

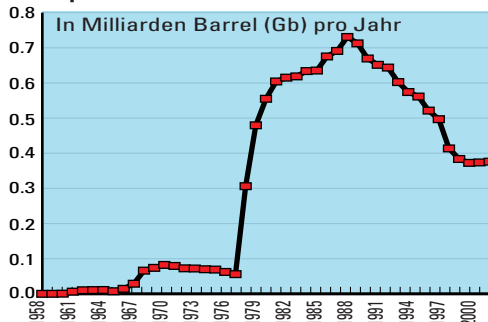
1.2 Öl wird immer knapper, denn «[e]s handelt sich um einen im wesentlichen fixen Lagerbestand an Energieträgern, den wir in einer phänomenalen Geschwindigkeit verbrauchen.»² M. King Hubbert arbeitete für *Shell Oil* und ist der Begründer der modernen Petrochemie.³

US-Ölproduktion 1930–2001 ohne Alaska («Lower 48»)



1.3 Die Ölproduktion von 48 US-Bundesstaaten («Lower 48») erreichte 1970 ihr Maximum. Seither ist die Förderung um 52% gesunken. Daten: Campbell/EIA/US-DOE.⁴

US-Ölproduktion in Alaska



1.4 Die Erschliessungen in Alaska führten zu einem raschen Ölboom. Er bewirkte 1985 den Zusammenbruch des Opec-Kartells. Doch der Reichtum war von kurzer Dauer. Seit 1988 sank die Produktion um 42% – jährlich im Mittel um 5,85% (1988–1999). Daten: Alaska Department of Natural Resources.⁵

1. Öl wächst nicht auf Bäumen

Für Öl und Gas gilt eine banale Tatsache von hoher Bekanntheit: Bevor es verbraucht wird, muss es entdeckt werden. Derzeit werden weltweit 27 Milliarden Barrel (159 l) verbraucht, aber nur etwa 6 Milliarden Barrel jährlich neu entdeckt.

Erdöl kommt in der Natur in abgeschlossenen Reservoirs vor.⁶ Ausserhalb dieser Reservoirs gibt es nicht etwa weniger Öl, sondern überhaupt keines. Heute kennt man etwa 42'000 Ölfelder. Ein Prozent dieser Felder enthält 75% aller Funde. Ihre Lieferfreudigkeit hat einen dominanten Einfluss auf die Ölmärkte.

Die typische Ertragsentwicklung einer Ölquelle hat die Form einer Glocke. Nach dem ersten Anzapfen steigt die Produktion exponentiell, erreicht einen Wendepunkt, danach ein Maximum (Plateau), das zuweilen Jahrzehnte währt. Weil das Rohöl unter der Erde durch kapillarischen Druck in winzigen Poren festgehalten wird, verringert sich in dieser Zeit der Druck, je mehr Öl gefördert worden ist, und der Ölfluss zum Bohrloch verlangsamt sich. Die Förderung sinkt ab, lange bevor das Vorkommen erschöpft ist.

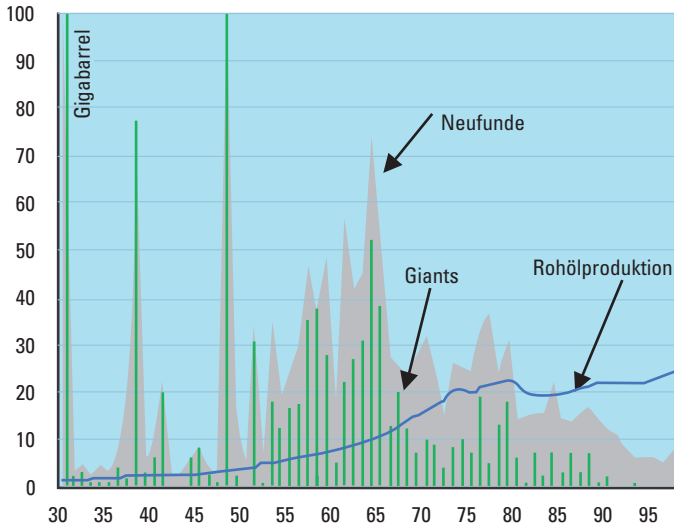
Der amerikanische Ölgeologe M. King Hubbert prognostizierte 1956, dass die Ölproduktion der USA im Jahre 1970 ihr Maximum erreichen und danach sinken werde. Seine Thesen wurden von der Ölindustrie stark angefeindet und von den Behörden dementiert. Tatsächlich traf Hubberts Prognose haargenau zu. Die US-Produktion folgte genau der nach ihm benannten Hubbert-Kurve, sowohl in den 48 «Lower States» als auch später in Alaska (Abbildung 3, Abbildung 4).

Hubbert-Kurven lassen sich überall nachweisen: lokal – zum Beispiel in den US-Bundesstaaten – regional für Länder oder Kontinente und global für die weltweite Ölförderung. Das globale Fördermaximum werde um das Jahr 2000 erreicht sein, prognostizierte Hubbert in den 60-er Jahren. Danach sinke die Ölförderung.

Dem widerspricht heute die Internationale Energie-Agentur (IEA), die vermeintliche «Energiefachstelle» der OECD-Regierungen. Im *World Energy Outlook 2002* behauptet sie, der Weltölverbrauch werde von heute 27 bis 2020 auf 38 Mrd. Barrel ansteigen (+40%!), und bis 2030 weiter auf 43,8 Mrd. Fass (+60%).⁷

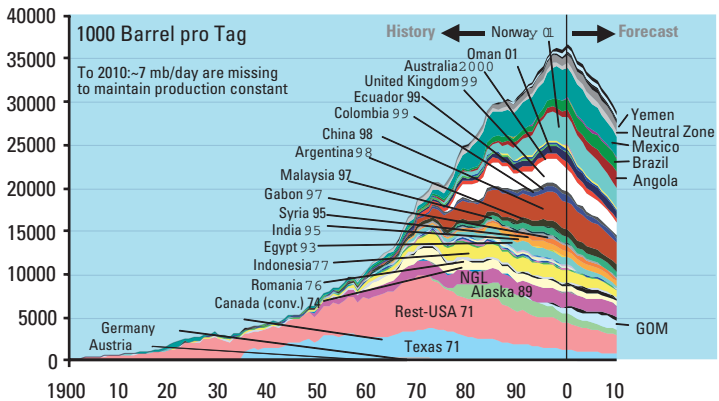
Ausgewiesene Ölgeologen wie der Brite Colin J. Campbell, sein französischer Kollege Jean Laherrère,⁸ oder Princeton-Professor Kenneth S. Deffeyes⁹ halten diese Prognosen für absurd («ein Taschenspielertrick»). Sie erwarten den Wendepunkt der globalen Ölförderung im Jahre 2005 (Deffeyes) oder «irgendwann bis 2010», je nach Verhalten der Opec-Länder. «Dann werden die leicht förderbaren Reserven zur Hälfte aufgebraucht sein», so Campbell, und die Produktion des konventionellen Öls wird abnehmen.

Entdeckung und Förderung von Erdöl 1930–2000



1.5 Die Entdeckung von neuen Ölreserven erreichte in den sechziger Jahren ihren Höhepunkt bei ca. 41 Mrd. Barrel pro Jahr. In den neunziger Jahren wurden ca. 6 Mrd. Barrel pro Jahr gefunden, bei einem Verbrauch von 25-27 Mrd. Barrel. Auch wurden keine «Giants» mehr entdeckt (Felder >1 Mio. Barrel/Tag). Grafik Schindler/Zittel/ LBST.¹⁰

Länder, die mehr als die Hälfte ihres Erdöls gefördert haben



1.6 Länder nach dem *Mid depletion* point: Immer mehr Länder haben mehr als die Hälfte ihrer Reserven verbraucht. Danach lässt sich die Produktion in der Regel nicht mehr erhöhen. Grafik Schindler/Zittel/ LBST.¹¹ (NGL = Natural Gas Liquids, GOM = Gulf of Mexico)

2. Immer weniger wird neu entdeckt

Mangelnde Verfügbarkeit von Erdöl schlägt sich in steigenden Preisen nieder. Bei einem Jahresverbrauch von 27 Mrd. Barrel würden die verbleibenden Reserven von ca. 1000 Milliarden Barrel unter besten Voraussetzungen noch 35 Jahre ausreichen. Doch solche Reichweiten verschleiern mehr als sie klären. Sie tragen weder der bereits jetzt in manchen Ländern einsetzenden Produktionsabnahme Rechnung, noch der wachsenden Nachfrage neu industrialisierter Länder wie China oder Indien.

Der Zeitpunkt, wann der letzte Tropfen Öl fließt, ist von geringem Interesse. Entscheidend ist der *mid depletion point*, die Spitze der Hubbert-Kurve, von wo an die Förderung sinkt und Preisschübe die Energiewirtschaft verändern werden. Dies – so Colin Campbell – wird das «Schlüsselereignis des Ölzeitalters» sein.

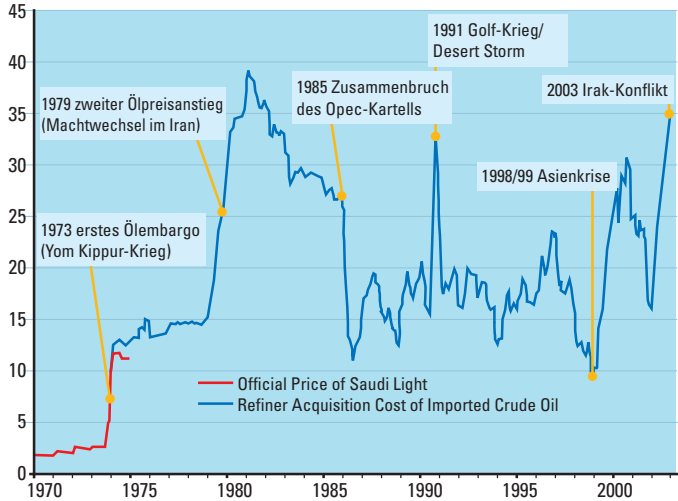
Bisher wurde der *mid depletion point* global noch nicht erreicht. Aber die Zahl der Länder, die ihr Produktionsmaximum überschritten haben, ist in jüngster Zeit drastisch gestiegen: Ägypten (1996), Grossbritannien (1998), Angola (2000), Qatar (2001) Australien (2001) Kolumbien (2001) Malaysia (2001) China (2002) Venezuela (2003) Mexiko (2003) Norwegen (2003) und Oman (2003).

In den USA erreichten die Ölfunde in den 30-er Jahren ihr Maximum und 40 Jahre später sank die Produktion. Auch global wird die Abnahme der neu entdeckten Ölfelder in eine Abnahme der Produktion münden. Ist der Mid depletion point überschritten, sinkt die Produktion oft innerhalb von Monaten deutlich ab. Und auf der Abwärtskurve ist mit Unannehmlichkeiten zu rechnen:

- Die Kosten der Ölförderung steigen getreu dem ökonomischen Gesetz der sinkenden Erträge. Immer grössere Investitionen sind nötig, um das verbliebene Erdöl zu fördern.
- Die Qualität nimmt ab: es können nur noch kleinere Mengen in kleineren Vorkommen erschlossen werden; häufig ist es saures oder zäheres Öl (Schweröl), mit hohem Schwefelgehalt. Die Umweltprobleme steigen.
- Die Transportwege werden länger und erhöhen die Kosten.
- Die Marktmacht weniger grosser Exporteure steigt an. Sie können die Preise diktieren.
- Länder mit erheblicher Eigenproduktion wie die USA, Grossbritannien oder China sind plötzlich vom Weltmarkt abhängig. Ihr Eigenversorgungsgrad sinkt.

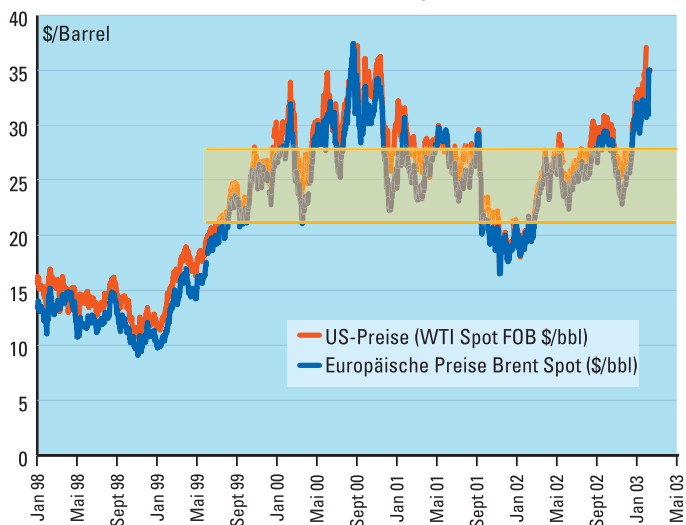
Neue Ölfunde sind heute – auch bei intensiver Suche – nicht mehr so leicht und so billig zu haben wie im letzten Jahrhundert. Die westlichen Industrieländer wichen 1973, als Reaktion auf Enteignungen und auf das Opec-Preisdiktat, auf ökonomisch zweitklassige Ölfelder aus. Es wurde offshore und in der 3. Welt so viel und so schnell produziert wie nur möglich. Diese Förderungen waren kapitalintensiv und die Konzessionsgeber – häufig arme Nationen – wollten rasches Geld sehen. Die Marktsplaltung in OPEC/Nicht-OPEC-Länder führte zum Paradoxon, dass zuerst das teuer zu produzierende Öl knapp wird, während die Opec noch einige Zeit über grosse Mengen an Billigöl verfügt; genug, um den Markt immer noch jederzeit zu fluten. Diese Preisunsicherheit hat die Entwicklung von Alternativenergien stark erschwert.

Die Preise für Rohöl 1970–2003



1.7 Die Hochpreispolitik der Organisation erdölexportierender Staaten (Opec) funktionierte während 12 Jahren, von 1973– 1985. Danach steigerten neue Anbieter wie Alaska, Grossbritannien, Norwegen, Mexiko usw. die Produktion und brachten das Opec-Preiskartell zum Einsturz. Bis 1999 fielen die Preise auf einen historischen Tiefpunkt. Grafik EIA.¹²

Opec-Preisband von 22–28 \$ und die Entwicklung der Rohölpreise



1.8 Seit 1999 stagniert die konventionelle Ölförderung in den Nicht- Opec-Ländern. Seither kann die Opec ihr Preisziel – 22 bis 28 US-Dollar pro Barrel – mittels koordinierten Mengenreduktionen wieder durchsetzen. Daran kann auch eine Eroberung des Iraks durch die USA wenig ändern. Daten EIA/ US-DOE¹³

3. Das erste Opec-Kartell hielt zwölf Jahre

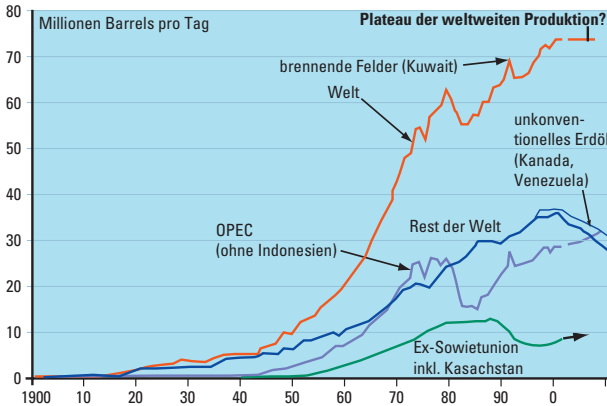
Die Ölpreisschocks von 1973 und 1979 sind manchen noch lebhaftig in Erinnerung. Arabische Forderungen führten zu Wut und Empörung, bescherten uns autofreie Sonntage und die grösste Rezession nach dem 2. Weltkrieg. Kaum jemand war damals auf die Ereignisse vorbereitet. Wie es dazu kam:

- Von 1968 bis 1973 stieg der globale Ölverbrauch um 44%; die elf Mitglieder der Opec steigerten ihre Exporte in dieser Zeit um 63%. Sie kontrollierten zusammen mit der Sowjetunion 90 Prozent des Welt-Ölhandels.
- Bis 1973 lagen die Ölpreise stabil unter 3 Dollar pro Fass. Die USA als grösster Ölproduzent verfügten noch 1963 über eine Produktionsreserve von 4 Mio. Barrel pro Tag – 20% des Weltverbrauchs. Die *Texas Railroad Commission* stabilisierte damals die US-Produktion mit Produktionsquoten, damit die Preise nicht unter die Gestehungskosten fielen.
- 1970 war die US-Produktionsreserve durch das starke Verbrauchswachstum auf 1 Mio. Barrel pro Tag geschrumpft. Die Produktion in den USA wurde erstmals freigegeben.
- «Kaum jemand bemerkte damals, dass die Produktionsreserven schwand. Es waren Jahre der Selbstzufriedenheit; Erdöl zu konstant tiefen Preisen, Benzin... und Erdgas beinahe kostenlos... befriedigten eine ständig steigende Nachfrage», beschreibt Matt Simmons die damalige Befindlichkeit.¹⁴

Als die US-Ölproduktion ab 1970 sank, füllten Importe die wachsende Lücke. Dies wurde nicht als Problem registriert, hatten doch die sieben grossen Ölgesellschaften (seven sisters) damals weltweit den Ölpreis festgesetzt, den sie den Produzenten bezahlten. Der Schah von Persien schlug US-Präsident Nixon die Schaffung einer strategischen Ölreserve vor. Der Iran war bereit, den USA eine Milliarde Barrel für 1 \$ zu liefern, was Nixon dankend ablehnte!

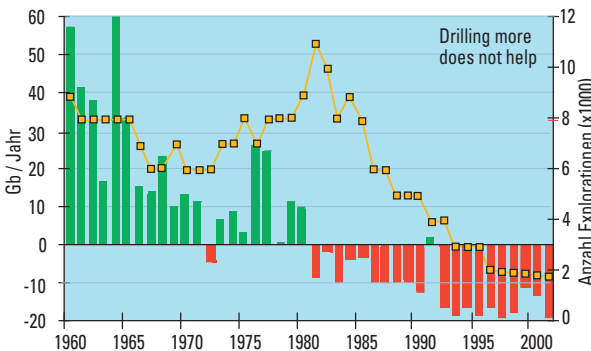
Bis 1973 gehörten die Opec-Mitglieder zu den ärmsten Staaten der Welt. Aber die arabische Welt war aufgebracht über die inflationäre Preisentwicklung für amerikanische Konsumgüterimporte, und sie störte sich an der pro-israelischen US-Politik. Im Oktober 1973 legte die Opec die Verkaufspreise für Erdöl erstmals selber fest und Saudi-Arabien reduzierte seine Förderung um 5%, was als «Ölembargo» in die Geschichte einging. Allgemeine Panik brach aus. Der Westen verfügte damals weder über strategische Ölreserven noch über diversifizierte Importe. Bis im Dezember 1973 hatte sich der Ölpreis auf 12 \$ vervierfacht.

Sechs Jahre später erhöhte er sich nochmals auf fast 40 \$/Fass. Nun erst reagierte die Nachfrage: Der Ölverbrauch ging zurück und die Opec musste ihre Produktion drosseln. Neue Anbieter bedrängten die Opec, unter ihren Mitgliedern kam es zum «Quotenkrieg».



1.9 Die Ölförderung, aufgeteilt nach Herkunft, zeigt die Entwicklung seit 1973 in grossen Zügen.

- Die OPEC-Staaten¹⁵ (blau) senkten ab 1979 ihre Produktion, um die Preise zu stabilisieren, hatten damit aber wenig Erfolg. Die Nicht-Opec-Länder (violett, ohne UdSSR) steigerten ihre Produktion von 20 auf rund 35 MB/d¹⁶, ebenso die Sowjetunion.
- Nach 1990 brach die sowjetische Ölindustrie ein, was nur zum Teil auf Erschöpfungserscheinungen zurückzuführen war. Sie erholt sich seit einigen Jahren wieder und ist heute Hoffnungsträgerin westlicher Industrieländer, wird das frühere Produktionsniveau aber nie wieder erreichen.
- Die Opec-Produktion ist seit dem Zusammenbruch der Sowjetunion stetig angestiegen, vor allem zugunsten der Exporte Venezuelas.
- Ausgewiesen wird auch die zusätzliche Förderung aus Ölsanden in Kanada und aus Schweröl in Venezuela, die das Absinken der Produktion abmildern.
- Campbell und die Bölkow-Stiftung rechnen ab dem Jahr 2000 mit einem insgesamt stagnierenden Ölausstoss bis ca. 2010.
- Um die Gesamtförderung bis zum Jahr 2010 konstant zu halten, muss die Förderung in den OPEC-Staaten und den Sowjetunion-Nachfolgestaaten aber wie dargestellt ausgeweitet werden. Unkonventionelle Ölquellen können die Lücke allein nicht schliessen. (Grafik Schindler/Zittel/LBST)



1.10 Nach der ersten «Ölkrise» von 1973 nahm die Zahl der Explorationen stark zu (ausgezogene Linie). Dies hat aber nicht zur Entdeckung neuer Felder geführt. Im Gegenteil: es wird immer weniger gefunden. Seit 1980 übersteigt der Verbrauch die Entdeckung von neuem Öl. Die Weltgemeinschaft zehrt von endlichen, abnehmenden Reserven. Nur 1992 war die Bilanz zwischen Funden und Verbrauch ein einziges Mal positiv. Grafik Campbell/ASPO¹⁷

4. 1973 und heute: Wo liegt der Unterschied?

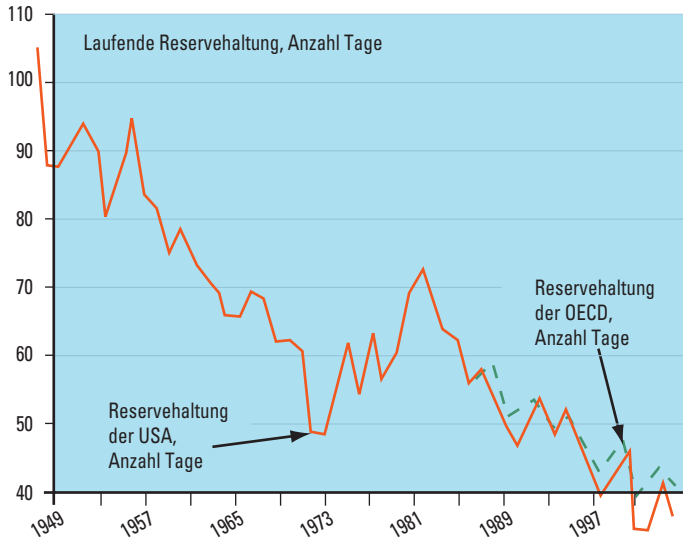
Im Vergleich zu 1973 gibt es markante Unterschiede, aber auch Gemeinsamkeiten. Zuerst die Gemeinsamkeiten:

- Wie in den 60-er Jahren stieg der Ölverbrauch in den 90-ern auf viel höherem Niveau recht dramatisch an, um bis zu 100 Millionen Tonnen (+1,4%) pro Jahr.
- Teuerungsbereinigt liegen die Ölpreise im Jahre 2003 nur wenig über dem Stand vor der Ölkrise von 1973.
- Der Gasverbrauch hat sich seit 1973 verdoppelt, die Kohle stieg um 43%. Die Abhängigkeit von fossilen Energien ist nicht kleiner, sondern grösser geworden, auch wenn gerne betont wird, dass die Energienutzung, gemessen an der Wirtschaftsleistung, effizienter geworden sei.
- Wie 1973 bemüht sich die US-Regierung um die Erschliessung neuer Fördergebiete von Alaska bis zum Kaspischen Meer. Neues Öl wird aber diesmal nicht mehr viel gefunden.

Die Unterschiede:

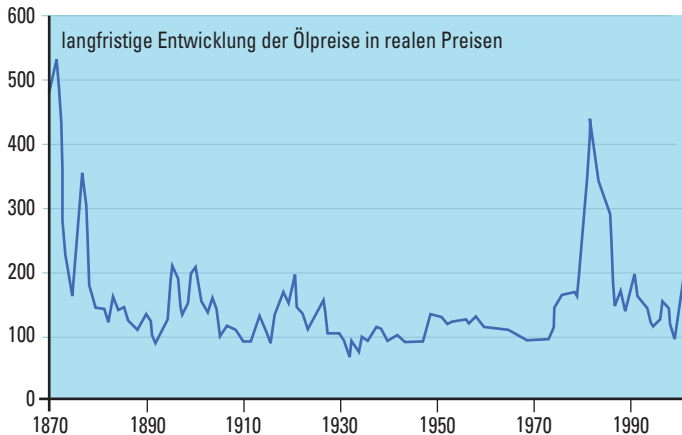
- 1973 hatte die Welt rund 250 Gigabarrel Öl verbraucht, im Jahre 2002 waren es über 900. Knapp die Hälfte der Weltölreserven sind heute aufgebraucht.
- 1973 war die Ölwirtschaft nicht mit aggressiven Erschöpfungserscheinungen konfrontiert.
- Die 15 grössten Ölfelder lieferten damals jedes über 1 Mio. Barrel pro Tag oder 30% des Weltverbrauchs. Manche dieser Felder wurden künstlich gedrosselt. Heute sind diese Felder über 50 Jahre alt. Alle 15 laufen auf vollen Touren, nur zwei von ihnen liefern noch über 1 Mio. Barrel pro Tag, 11 liefern nur noch 200'000 bis 300'000 Fass. Mit Wasser- und Stickstoffinjektionen, 3D-Supervision usw. wird ihre Ergiebigkeit künstlich erhöht.
- Kaum ein Opec-Land, ausser Saudiarabien, kann den Hahn öffnen und mehr verkaufen. Nur ein einziges seit 1973 neu entdecktes Feld in den Nicht-Opec-Ländern liefert über 250'000 Barrel.¹⁸
- Gemessen am gestiegenen Verbrauch, dem Alter der Ölfelder und der geringeren Lagerhaltung ist die Ölversorgung heute sehr verletzlich geworden. Die Ungleichgewichte nehmen zu.
- Die Elektrizitätsproduktion wurde liberalisiert. Dank der Öffnung der Stromnetze kann sich die Stromerzeugung jedoch auf mehr Technologien aufzähnen als 1973, als alle westlichen Länder auf Atomenergie fixiert waren.
- In manchen Ländern wurde die Stromproduktion hauptsächlich auf Erdgas umgestellt. Da der Gaspreis an den Ölpreis gekoppelt ist, werden höhere Ölpreise erstmals auf den Strommarkt durchschlagen, bis Ersatztechnologien (z.B. Windenergie, Kohle) zur Verfügung stehen.
- 1973 waren die meisten Regierungsstellen fest auf Angebotstechnologien eingeschworen. Heute sind die Kenntnisse über Energieeinsparungen durch effizientere Technologien etwas besser verbreitet.
- Die Stromerzeugung wird stärker zum Kunden verlagert, dank Wärmekraft-Kopplung, Brennstoffzellen, Solarzellen und anderen neuen Techniken, die 1973 nicht bekannt waren.

Die Reservehaltung nimmt ab



1.11 Der Trend zu «Just in Time-Lieferung» hat die Versorgungssicherheit stark reduziert. 1949 vermochten die Öllager noch einen Bedarf von 100 Tagen zu decken. Heute decken die im Handel und in den «Strategischen Reserven» vorhandenen Vorräte gerade noch den Verbrauch von 30 bis 40 Tagen. Grafik: Simmons international.¹⁹

Langfristige Entwicklung der Ölpreise in realen Preisen



1.12 Seit 1867 liegt der reale Durchschnittspreis für Rohöl bei 18 US-\$, der Median-Preis bei 15 US-\$. Grafik: US-DOE²⁰

5. Die letzte Ölkrise

Es gibt starke Indizien, dass die Ölversorgung an ihre Grenzen stösst. Jahrzehntlang herrschte eine strukturelle Überproduktion am Ölmarkt (bis 1973 und von 1985–2000). Die Ölmultis diktierten die Preise und die Konditionen. Heute jedoch produzieren fast alle Länder ausserhalb der Opec an der Leistungsgrenze. Es gibt nur noch sehr wenig Reservekapazität, um das Angebot kurzfristig zu erhöhen.

Opec-Produktion und Kapazitätsreserven²¹

<i>MBd</i>	<i>October 2002</i>	<i>Maximale Kapazität</i>	<i>Kapazitäts-Reserve</i>
Algeria	0.95	1.1	0.13
Indonesia	1.12	1.18	0.06
Iran	3.6	3.9	0.3
Kuwait	1.89	2.4	0.24
Libya	1.34	1.45	0.11
Nigeria	1.94	2.2	0.21
Qatar	0.7	0.75	0.03
Saudi	8.02	9.5	1.48
UAE	2.01	2.5	0.49
Venezuela	2.63	2.45	-0.2
Iraq	2.45	2.8	0.48
Total	26.65	30.23	3.33

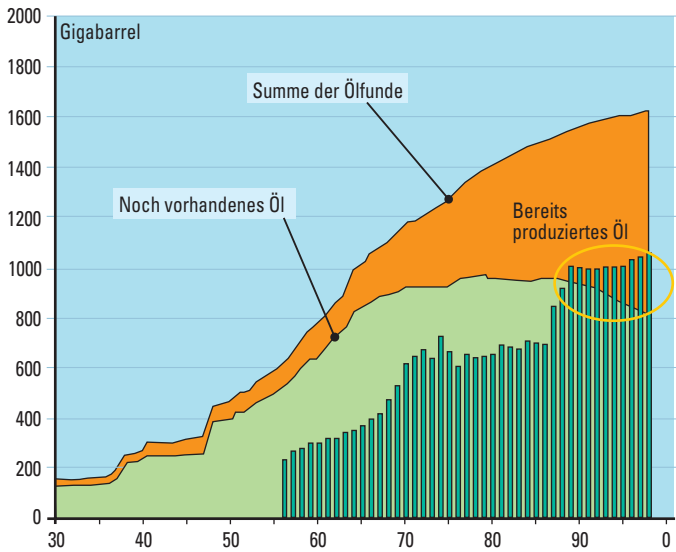
Die Opec verfügt über Ersatzkapazitäten von 3,33 Mio. Barrel pro Tag, was weniger als 5% des Gesamtverbrauchs entspricht. Ein einziger Streik (in Venezuela 2002/3) genügt, und die Ölpreise schlagen 50–100% nach oben aus. Trotz der unbestritten grossen Reserven der Opec sind Engpässe und Nervosität periodisch fühlbar: Von Dezember 1998 bis September 2000 verdreifachten sich die Ölpreise von 9 auf 37 \$/Barrel, nicht wegen eines Kriegs, sondern wegen der starken Konjunktur. Der Preis wäre auf über 50 \$ gestiegen, hätte die Opec ihren Ausstoss nicht viermal hintereinander erhöht.

Die wenigen grossen Reservehalter haben einen preisbestimmenden Einfluss. Dreiviertel aller Ölvorräte liegen unter dem Boden der OPEC-Länder, davon ca. 65% am höchsten konzentriert in der Region am persischen Golf.²² Immer, wenn sich Verschiebungen des Angebots abzeichnen, reagieren die Preise:

- Die USA überschritten 1971 das Maximum ihrer Ölproduktion und mussten plötzlich grosse Ölmengen importieren. Dies ermöglichte es der Opec 1973, mit einem Ölembargo die Preise in die Höhe zu treiben.
- Die zweite Ölkrise 1979/80 fiel mit dem Erreichen des Produktionsplateaus der russischen Förderung und der Lieferreduktion des Iran zusammen.
- Die dritte, noch etwas virtuelle Ölkrise ist da, seit die Nicht-Opec-Länder ihr Produktionsmaximum erreicht haben. Dieser Zeitpunkt scheint im Jahr 2000 eingetreten zu sein.

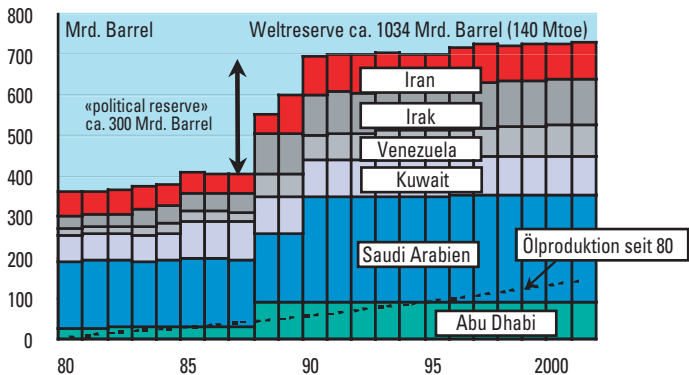
Die «letzte Ölkrise» tritt ein, so Jörg Schindler und Werner Zittel im Bericht der Ludwig Bölkow-Systemtechnik an den deutschen Bundestag, wenn sich auch die OPEC-Länder dem Produktionsmaximum nähern und ihre Produktion die Rückgänge in der übrigen Welt nicht mehr ausgleichen kann.

Die echten Reserven sind rückläufig.



1.13 Erschöpfungserscheinungen sind eine Realität. Wenn man die gesamten Funde nach Entdeckungsjahr aufsummiert und davon die bisherigen Verbräuche abzieht, wird offenbar, dass die echten Reserven seit etwa 20 Jahren abnehmen. Demgegenüber vermeldet die offizielle Berichterstattung (dunkle Säulen) stetig steigende Reserven. Bis 1988 wurden sie zu niedrig ausgewiesen, heute werden sie überschätzt. Grafik Schindler/ Zittel/LBST

«Politische Reserven»



1.14 Politische Reserven: Um mehr Öl exportieren zu können, haben die Opec-Länder ihre Reserveangaben gegenseitig hochgetrieben. In Wirklichkeit liegt auch am Persischen Golf weniger Öl als behauptet. Grafik Schindler/Zittel/LBST

6. Politische Reserven und Wirklichkeit

Analysiert man die Reservestatistiken für Erdöl, stösst man auf ein Dickicht widersprüchlicher Angaben. Nach der meist verwendeten Quelle, dem von BP-Amoco weltweit verbreiteten *Statistical Review of World Energy*, nehmen die Weltreserven seit Jahrzehnten trotz steigendem Verbrauch nicht etwa ab, sondern zu: In den 20 Jahren von 1978 bis 2002 stiegen sie danach von 594 auf über 1200 Milliarden Barrel, im Jahre 2002 allein um 180 Milliarden Fass.

Diese Episode zeigt beispielhaft, welchen methodischen Fehlern die offizielle Berichterstattung aufsitzt:

- Der Grund für die höhere Zahl ist kein neuer Ölfund, sondern die Berechnungsmethode der Ölwirtschaft. Bei einem Preis von 30 Dollar je Barrel werden die kanadischen Ölsande zu «Öl» heraufgestuft. Das Argument: Beim aktuellen Preisniveau könne man dieses Schweröl als «gewinnbar» einstufen.
- Die unterschiedlichen Qualitäten von konventionellem Erdöl und den minderwertigen Ersatzlösungen werden nicht differenziert registriert. Die Verfügbarkeit von Teersand ist aber eine völlig andere als von Erdöl aus der Nordsee oder Texas. Aus Ölsand lässt sich zwar Öl gewinnen, aber die Geschwindigkeit, die Kosten und der Energy-Payback unterscheiden sich grundlegend vom bisherigen Öl, wie wir es kennen.
- Die Qualität der Reserve-Daten ist angesichts der wirtschaftlichen Bedeutung von Erdöl haarsträubend. Jedes Jahr wird vom Oil & Gas Journal eine Datenerhebung durchgeführt. Auf dieser Grundlage entsteht die BP-Statistik. Die offiziell übermittelten Zahlen haben aber oft keinerlei Bezug zur Realität. «Die Statistik ist ein Scherz», kommentiert Ölgeologe Jean Laherrère, «im Jahr 2000 gaben 81 Nationen unveränderte Reserven gegenüber dem Vorjahr an!»²³ Viele Länder, darunter die Opec und die Ex-Sowjetunion, publizieren seit über einem Jahrzehnt unveränderte Reserven, obschon diese um die jährliche Ölentnahme sinken müssten.

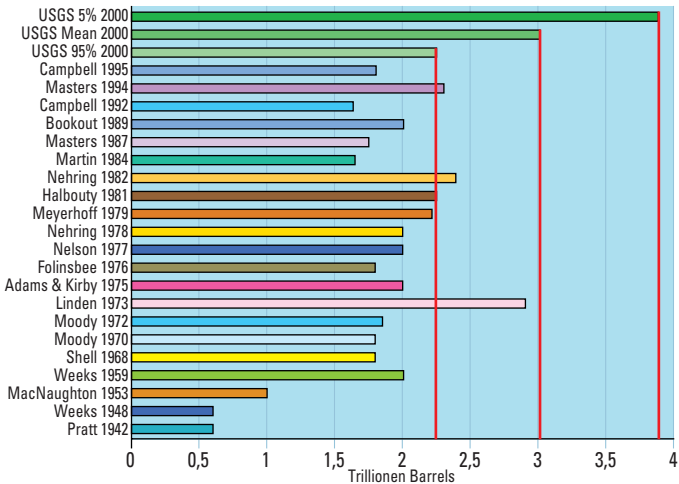
Damit nicht genug. Wer die Reservenangaben zum Nennwert nimmt, übersieht die politischen Zwecke, die damit verfolgt werden:

- Die Förderquoten des Opec-Kartells, also die Erlaubnis, wer wie viel verkaufen darf, wurden lange Zeit im Verhältnis zu den ausgewiesenen Reserven berechnet. Wer Geld brauchte und viel Öl verkaufen wollte, revidierte seine Reserve-Zahlen nach oben. Im «Quotenkrieg» Ende der 80-er Jahre haben die Opec-Länder ihre Reserven auf dem Papier bis um den Faktor 3 angehoben. Dies, ohne dass ein neues Barrel zusätzlich gefunden worden wäre.
- Auch die Ölfirmen sind an hohen Reserveangaben interessiert, denn alles andere würde Konsumenten und Regierungen verunsichern.
- Die Angabe von «Reichweiten» verleitet erst recht zu Fehlschlüssen. Die offizielle BP-Statistik (2002) beziffert die Reichweite der Erdgasreserven auf 62 Jahre. Wenn aber der Gasverbrauch jährlich um fünf Prozent wächst, beträgt die Reichweite schon nach zehn Jahren nur noch 35 Jahre. Das Wachstum des Verbrauchs frisst also in einem Jahrzehnt die vermeintliche Versorgungssicherheit von drei Jahrzehnten weg.

Zu welchen Fehlschlüssen unkritisches Vertrauen in die Statistik verleitet, illustriert das Beispiel Mexiko. Nach einem externen Audit im Jahre 1999 wurden die offiziellen Reserven von 48,5 auf 28,4 Milliarden Barrel halbiert. Mit einem Federstrich verschwand fast ein Welt-Jahresverbrauch aus der Statistik!

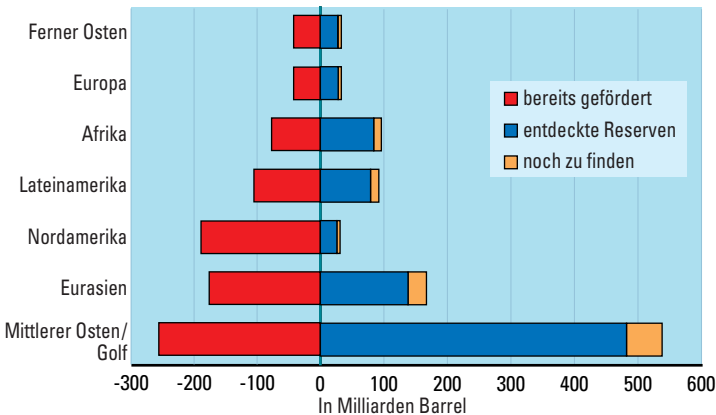
Nur die Industrie-Datenbanken der Ölgesellschaften liefern ein besseres Bild. Die grösste Datenbank wurde von Petroconsultants²⁴ zusammen mit der Ölindustrie aufgebaut. Darin sind mehr als 10'000 Ölfelder erfasst. Publikationen von Universitäten,²⁵ *senior advisers*²⁶ und aus der Erdölwirtschaft selber machen deutlich, dass der Wendepunkt der Förderung von den massgeblichen Firmen längst erwartet wird.²⁷

Schätzung der ultimativ erwarteten Förderung weltweit



1.15 Seit 60 Jahren existieren Schätzungen über die zu erwartende Ausbeute an konventionellem Erdöl. Meistens wird die Verfügbarkeit auf circa 2000 Milliarden Barrel veranschlagt. Nur die US-Administration (EIA/USGS), die sich schon früher kolossal überschätzte, macht viel höhere Angaben, die von der Internationalen Energieagentur (IEA) unkritisch verbreitet werden. Grafik Policy Pete.²⁸

Verbleibende und bereits verbrauchte Ölreserven global nach Regionen (Ende 2002)



1.16 Nordamerika, Lateinamerika, Europa und Eurasien (Ex-Sowjetunion) haben bereits mehr als die Hälfte ihrer Öl-Ressourcen verbraucht. In Afrika und im mittleren Osten sind die Vor-räte noch grösser als die bisherige Förderung. Daten ASPO/2003²⁹

7. Wie viel noch da ist und wie viel schon verbraucht wurde

Um zu einer realitätsnahen Einschätzung der zukünftigen Verfügbarkeit von Erdöl zu gelangen, wird der Verlauf der Hubbert-Kurven für eine Vielzahl von Fördergebieten mathematisch-statistisch geschätzt. Anhand der bisherigen Funde, der bisherigen Förderung und der Schätzung zukünftig noch zu erwartender Funde wird die «ultimativ zu erwartende Förderung» (*expected ultimate recovery* EUR) berechnet.

Mengengerüst der Ölförderung in Mrd. Barrel

(nach Campbell/ASPO/Schindler&Zittel)

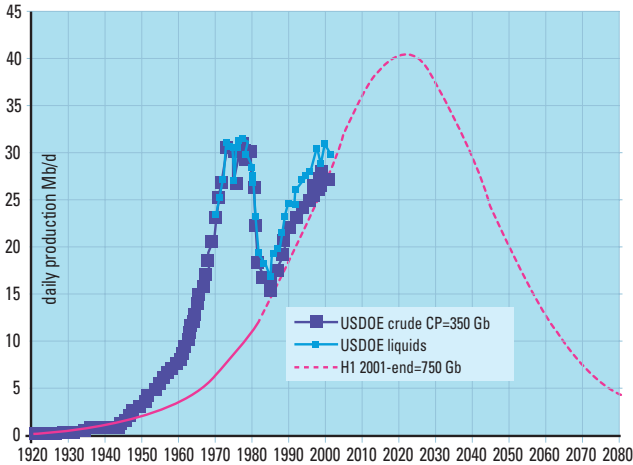
Bisherige und erwartete Funde Stand 31.12.02	konventionelles Rohöl	Tiefseeöl, polares Öl, Natural Gas liquids, Kondensat, Schweröl, (Schätzung) ³⁰	Total
Reserven	871	245	1116
Bisher gefördert	896	90	986
Bisher gefunden oder gefördert	1767	335	2102
Was man vermutlich noch findet	133	110	243
Expected ultimate Production (EUR)	1900	445	2680
In Zukunft noch förderbar	1004	355	1359

Der vermutete Restbestand an *konventionellem* Erdöl wird von Campell per Ende 2002 noch auf 1004 Mrd. Barrel geschätzt. 896 Mrd. Barrel (47%) sind bereits gefördert. Der globale *mid depletion point* wird im Jahre 2005 überschritten. Zu den Beständen an konventionellem Öl gesellen sich die schwieriger verfügbaren Ressourcen an unkonventionellem Erdöl. Zum unkonventionellen Erdöl zählen «Ersatzlösungen» höchst unterschiedlicher Qualität:³¹

Konventionelle und unkonventionelle Ressourcen

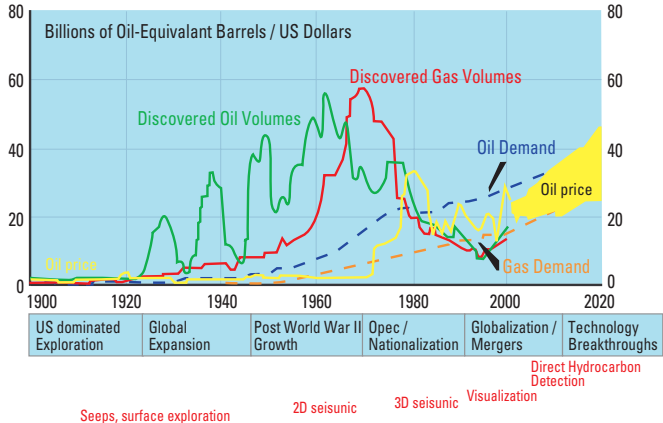
Ressource	Kommentar (nach Campbell)
konventionelles Erdöl: leichtflüssiges Erdöl (Zähigkeit >17API) aus Onshore- und Offshore-Feldern bis zu einer Tiefe von 500 m unter Meeresspiegel.	Reguläres Öl enthält Kondensate (ein Zwischenprodukt zwischen Erdöl und Gas), aber nicht verflüssigtes Erdgas aus industriellen Verflüssigungsanlagen.
unkonventionelles Erdöl: «Öl» aus Kohle, Ölschiefer, Bitumen Extra schweres Öl und Schweröl (<17API)	«Diese Ressource ist sehr gross, aber die Extraktionsrate ist niedrig und die Förderung teuer, zuweilen ist der Energiegewinn negativ». (Campbell)
Öl aus Tiefseevorkommen (>500m), und polares Öl	Tiefseeöl – ca. 60 Mrd. Barrel Polares Öl etwa 30 Mrd. Barrel
Flüssiggas aus Gasfeldern	Etwa 300 Mrd. Barrel (Schätzungen Campbell)

Möglicher technischer Verlauf der maximalen Ölproduktion der Opec bei einer erwarteten Gesamtförderung von 1100 Gb



1.17 Mittels einer minuziösen Analyse der bisherigen Produktion (350 Gb) und der verbleibenden Reserven der Opec-Länder (750 Gb) schätzt Laherrère, dass die Opec ihren Ausstoss auf maximal 40 Mio. Barrel steigern kann. Dies bedeutet gegenüber dem heutigen Niveau von 25 Mbd eine Zunahme von 15 Mbd oder 60%. Damit können die Produktionseinbussen der Nicht-Opec-Länder nur beschränkt wettgemacht werden. Grafik Jean Laherrère.³²

Wie Exxon es sieht



1.18 Diese Darstellung von Exxon-Direktor Harry J. Longwell, bestätigt, dass auch die grossen Ölmultis mit einer Verknappung von Erdöl rechnen. Das Bild zeigt die Entdeckung von Erdöl und Erdgas in ihrer historisch korrekten Darstellung (Rückdatierung von nachträglichen Reserve-Korrekturen auf den Zeitpunkt der Entdeckung). Ebenfalls ist die laufende Produktion von Öl und Gas eingezeichnet. Mit dem Preisband (gelb) zeigt Longwell eine moderate Verteuerung des Erdöls bis 2020 auf, wonach mit Preisen von gegen 50 \$/Barrel zu rechnen wäre. Exxon schliesst Preissteigerungen nicht aus, wie es die Szenarien der IEA tun.³³ Ob sich der Ölpreis bei einer Verknappung aber unter 50 \$ stabilisiert, wird die Zukunft zeigen.

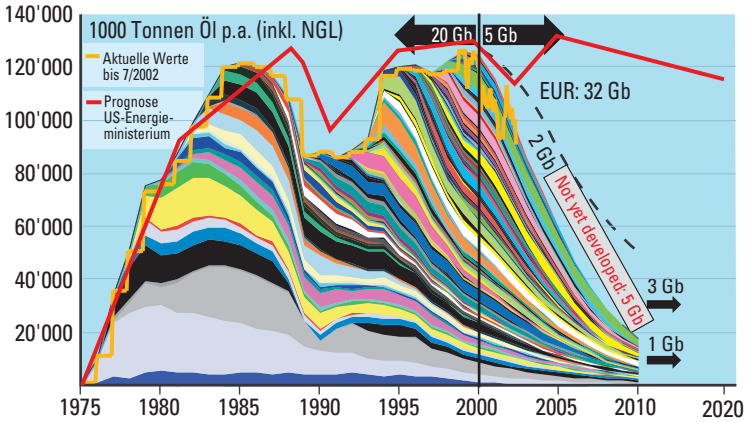
8. Die heimlichen Mühlen der Opec-Länder

Die Vorstellung ist verbreitet, dass in den Opec-Ländern³⁴ leicht verfügbares Öl in nahezu unendlicher Menge zur Verfügung steht. Die Wirklichkeit sieht anders aus. Das meiste Öl am persischen Golf liegt in supergrossen Feldern, die vor langer Zeit erschlossen wurden. Es braucht aufwändige Techniken, um den natürlichen Rückgang dieser Felder aufzuhalten: durch Verpressung von Gas und Wasser wird der Druck erhöht, mit neuen Bohrungen und chemischen Zugaben die Produktion forciert.

Insider wie der iranische Ölexperte Sam Bakhtiari warnten im renommierten Oil and Gas Journal eindringlich vor den optimistischen Produktionsprognosen der IEA:³⁵

- *«Unter den 11 OPEC-Mitgliedern besteht bei den fünf kleineren – Algerien, Indonesien, Nigeria, Libyen und Katar – wenig Hoffnung für zukünftige Kapazitätssteigerungen, denn diese Länder haben bereits Mühe, die bisherige Produktion aufrecht zu halten... Indonesien hat gar mehr als drei Viertel seiner Reserven verbraucht... Somit verbleiben die übrigen sechs Opec-Länder. (...)*
- *Venezuela hat bisher schon 58% seiner konventionellen Reserven produziert und es war ein grosser Schritt für die nationale Ölgesellschaft PVDSA, den Ausstoss in den 90-er Jahren auf 3 Mio. Barrel pro Tag zu verdoppeln. Die Pläne einer weiteren Verdoppelung auf 6 Mio. Barrel/Tag erscheinen viel zu ambitiös. Die Förderung von Schweröl aus dem Orinoco-Gürtel ist ein Vorbote dessen, was jetzt kommt: Bodensatz – kein gutes Zeichen! Diese Produktion wird sich nicht als Patentrezept erweisen, denn vier grosse Projekte werden nur mit einer Kapazität von 450'000 Barrels synthetisches Erdöl pro Tag erzeugen, bei Investitionen von über 15 Mrd.\$ (...)*
- *Die Arabischen Emirate (UAE) verfügen über ein Territorium von 65,000 km² und es ist unwahrscheinlich, dass noch ein grösseres Ölfeld gefunden wird. Offshore gehören die Supergiants Umm Shaif and Zakum zu den Ausnahmen. Die Felder von Dubai sind bereits in scharfem decline, so dass es für die Emirate insgesamt eine Leistung sein wird, die Produktion von 2,6 Mio. Barrels/Tag aufrecht zu erhalten.*
- *Kuwait könnte nochmals zulegen, aber ein zweites Burgan [grösstes Ölfeld Kuwaits] ist ausgeschlossen.... Eine Verdoppelung der Leistung innert des nächsten Jahrzehnts erscheint unwahrscheinlich (...)*
- *Iran... wird sich durchwursteln wie im letzten Jahrzehnt... und die Produktion wird weiter sanft absinken... Ein Kurswechsel [zu einer Steigerung der Produktion] erfordert Zeit... lange Entwicklungszeiten wären unvermeidlich.*
- *Irak... scheint die besten Voraussetzungen zu besitzen für eine drastische Expansion der Ölförderung... Es besitzt elf grosse Ölfelder, die entwicklungsfähig sind sowie ein Dutzend kleinere, ferner neun Territorien in der westlichen Wüste, die noch nicht erforscht sind. Irak könnte hinter Saudi Arabien die Zweite Geige spielen...*
- *Saudi Arabien hat nicht nur die grössten entdeckten Reserven der Welt, sondern auch die grössten unentdeckten Reserven... Es gibt keinen Zweifel, dass seine Möglichkeiten immens sind. Aber die Frage ist heute, wie dieses immense Potential in Zukunft in Produktion übergeführt wird? Kann es wirklich seine Produktion [von heute 8] auf 14 Mio. im Jahre 2010 und auf 22 Mio. Barrel pro Tag im Jahre 2020 steigern, wie dies die IEA und die USA prognostizieren?...
Sich für die nächsten zwei Jahrzehnte auf die Opec zu verlassen, um die wachsende Ölnachfrage zu befriedigen, erscheint nicht gerechtfertigt und die gegenwärtigen Voraussagen der zukünftigen Opec-Produktion durch internationale Experten erscheinen höchst unwahrscheinlich, speziell auch angesichts der unvermeidlichen, langen Entwicklungszeiten der Ölindustrie.»*

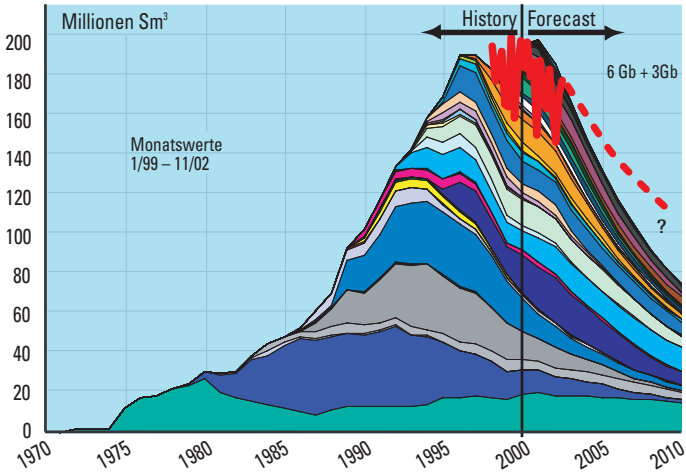
Produktion Grossbritannien



1.19 Im Fall von Grossbritannien ist die kontinuierliche Abnahme der Ölförderung in den älteren Ölfeldern seit Jahren ersichtlich. Und die erschliessbaren Felder wurden schon vor Jahrzehnten entdeckt. Doch die IEA und die US-Behörden publizieren nach wie vor höchst optimistische, ja geradezu irreführende Prognosen. Im Jahre 2002 lag die Förderung 17% unter dem Rekordjahr 1999.

Grafik Schindler/Zittel/LBST³⁶

Norwegische Produktion



1.20 Auch im Fall von Norwegen wurde die Produktionsabnahme wegen des Mangels an neuen grossen Ölfeldern schon vor Jahren prognostiziert. Im Juli 2001 wurde der Peak mit 3,262 Mbd (Millionen Barrel/Tag) erreicht; bis Oktober 2002 fiel die Produktion bereits um nicht weniger als 9% zurück.³⁷ Grafik Schindler/Zittel/LBST

9. Wenn OECD-Gremien Erdöl erfinden

Die Internationale Energieagentur (IEA) ist eine Organisation, die von den Regierungen der OECD-Länder getragen und finanziert wird. Man dürfte deshalb erwarten, dass ihre Studien und Prognosen mit Sachverstand und einer gewissen Objektivität erstellt werden. Man muss jedoch feststellen, dass die IEA erkennbare Entwicklungen und Trends geradezu systematisch ignoriert. Viele Prognosen und Empfehlungen sind methodisch fragwürdig oder gar tendenziös. Hier seien beispielhaft zwei Fälle aufgegriffen.

Beispiel Grossbritannien:

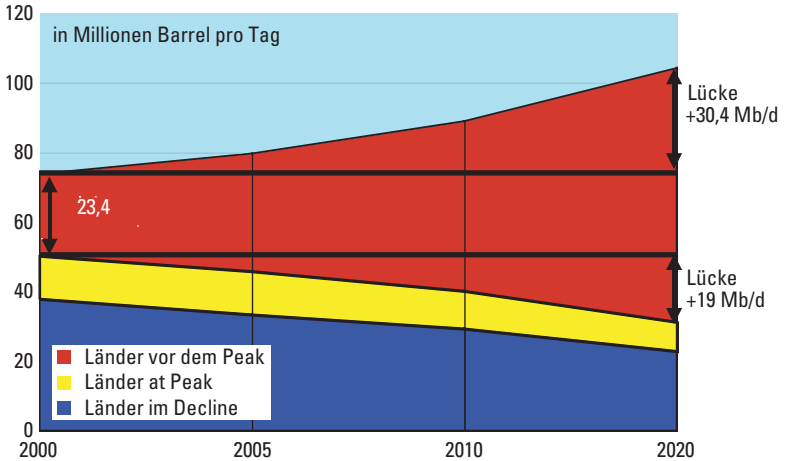
- Der Rückgang der britischen Nordsee-Förderung zeichnet sich schon seit Mitte der 90-er Jahre ab. Anhand der Daten bestehender und neuer Felder lässt sich selbst von Laien seit einigen Jahren einfach erkennen, dass die Produktion sinken wird.
- Der historische Höchstwert der britischen Nordseeproduktion von 2,72 Mb/d wurde tatsächlich im April 1999 erreicht.
- Im Januar 2000 prognostizierte der IEA *Oil Market Report* für das Jahr 2000 eine Produktionssteigerung um 40'000 Barrel im Vergleich zu 1999. Der *International Energy Outlook* des US-Energieministeriums war noch phantasievoller: Er schätzte ein Jahr nach dem *Peak* (!) dass die britische Produktion bis 2005 auf 3,1 Mio. Barrel pro Tag steigen werde, gefolgt von einem sanften Rückgang auf 2,7 Mb/d bis 2020!³⁸
- In Wirklichkeit sank die britische Förderung im Jahre 2000 um 200'000 b/d. Die IEA verrechnete sich um 250'000 Barrel pro Tag. Bis im August 2002 sackte die britische Produktion gar auf 1,9 Mb/d ab (-31%), das Jahresmittel 2002 lag bei 2,2 Mb/d³⁹, 19% unter dem *Peak* und 29% unter der EIA-Prognose.

Beispiel Kasachstan:

- Das US Energieministerium und die IEA gehen seit Mitte der 90er Jahre davon aus, dass bis zum Jahr 2010 die Ölförderung am kaspischen Meer von ca. 1 Mb/day auf 2,5 Mb/day ausgeweitet werde.⁴⁰ Es seien «potentiell enorme Reserven» zu erwarten, «darunter 17–33 Mrd. Barrel Öl und Gas mit 95% Sicherheit, und mit 50% Wahrscheinlichkeit nochmals 233 Mrd. Barrels» – zusammen also mehr Reserven als in Saudi-Arabien.⁴¹
- Im Jahr 2000 verkündete der Präsident von Kasachstan, man werde Saudi Arabien vielleicht überholen.
- Nach Analyse der ersten Bohrproben zogen sich BP und Statoil von der Erschliessung des vielversprechendsten Felds am kaspischen Meer (*Kashagan*, unter Ölexperten «*Cash all gone*») zurück.
- Tengizchevroil verschob die mit 3 Mrd. \$ Investitionen veranschlagte Ausweitung der Ölförderung.⁴²
- Der russische Ölkonzern Lukoil verkaufte inzwischen seine Anteile an eine japanische Ölfirma.⁴³

Fast alle Explorationstätigkeiten sind inzwischen gestoppt. Die Produktionssteigerungen am kaspischen Meer bleiben wahrscheinlich noch für lange Zeit reine Wunschvorstellung der US-Behörden.

Unerklärliche Herkunft des Erdöls in den IEA-Szenarien Grosse Versorgungslücken bei 1,6% Verbrauchswachstum



1.21 Hier werden die Herausforderungen der nächsten Jahrzehnte illustriert, wenn sich die Prognosen der IEA bewahrheiteten. Die wenigen Länder, die ihre Produktion noch steigern können (rot), müssen zwei Lücken schliessen. Einerseits müssen sie die Ausfälle jener Länder kompensieren, deren Produktion heute schon abnimmt (blau) oder vor 2010 abnehmen wird (gelb). Dafür allein wäre bis 2020 fast eine Verdoppelung ihrer Produktion nötig (von 23,5 Mio. um 19 Mio. auf 42,5 Mio. Barrel/Tag). Andererseits sollen die Opec-Länder – so die IEA-Prognosen – ein Verbrauchswachstum von 1,6% jährlich befriedigen, was weitere 30,4 Mio. Barrel pro Tag zusätzlich erfordern würde. Die Förderung müsste sich bis 2020 demnach auf 69 Mio. Barrel verdreifachen. Danach, so die IEA, werde der Verbrauch bis 2030 nochmals um 23 Mrd. Barrel pro Jahr zunehmen. (eigene Grafik).

10. «Kreative Buchführung» oder: die unerklärliche Herkunft des Erdöls in IEA-Statistiken

Die IEA verschweigt mit ihrer undurchsichtigen Prognose-Methodik das eigentliche Grundproblem der nächsten Jahre: Es braucht grosse Anstrengungen, um nur schon die heute bestehenden Produktionsmengen aufrecht zu erhalten. Die prognostizierten Wachstumsraten von Produktion und Verbrauch bei konstant tiefen oder gar sinkenden Preisen bleiben quantitativ und im Hinblick auf die nötigen Investitionen und Kosten völlig rätselhaft. Ein sehr simples Szenario mit drei Ländergruppen, weiter entwickelt auf Grundlagen des Buches «Ölwechsel» (Campbell et al. 2002), kann das Problem einfach darlegen. Die Produzentenländer von konventionellem Erdöl werden dabei wie folgt kategorisiert:⁴⁴

1. Die *Länder im decline*, also mit bereits rückläufiger Förderung von *konventionellem* Erdöl: USA, Russland, Kolumbien, Malaysia, Brunei, Russland, Mexiko, Indonesien, China, Argentinien, Ägypten, Algerien, Grossbritannien, Norwegen, Libyen u.a. Sie produzierten im Jahre 2000 37,8 Mbd.
2. Die *Länder at Peak*, in denen Produktionssteigerungen nicht mehr zu erwarten sind und ein Produktionsrückgang ab 2005 eintritt: Venezuela, Kanada, Nigeria, Oman, Indien, Australien u.a. Sie produzierten im Jahr 2000 12,4 Mbd.
3. Die *Länder vor dem Peak*, die ihre Produktion noch steigern können: Saudi Arabien, Iran, Irak, Abu Dhabi, Kuwait, Brasilien, Kasachstan, Qatar, Angola. Sie produzierten im Jahr 2000 23,4 Mbd.

Der Produktionsrückgang der Länder im *decline* wird modellmässig mit 2,5% pro Jahr angenommen – eine optimistische Einschätzung.⁴⁵ Der Produktionsrückgang der Länder *at peak* setzt erst im Jahre 2005 ein. In der Grafik wird das quantitative Problem nun sofort ersichtlich:

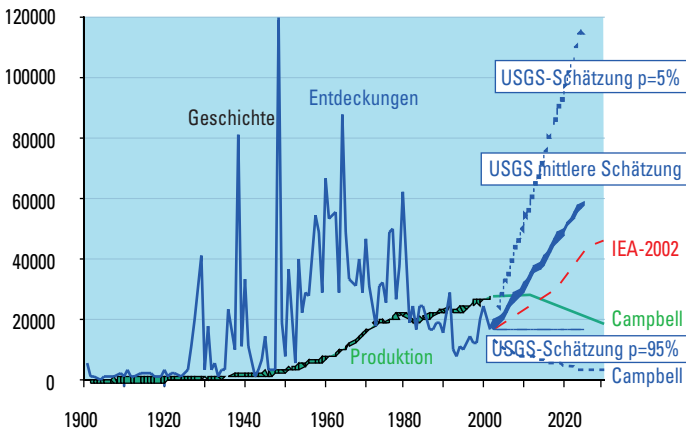
- Allein um den globalen Förderrückgang aufzufangen, müssen die Pre-Peak-Länder ihre Förderung um 19 Mbd oder 81% steigern.
- Soll auch noch die Wachstumsrate gemäss IEA von 1,6% jährlich befriedigt werden, so sind weitere 30,4 Mbd nötig, also nochmals eine Produktionserhöhung von 130% im Vergleich zum Jahr 2000.
- Im «IEA-World Energy Outlook 2002» ist dann noch eine weitere Steigerung des Verbrauchs bis 2030 auf 120 Mbd prognostiziert, wofür dann nochmals 23,2 Mbd nötig wären (+99% der Produktion des Jahrs 2000)

Die Versorgungslücke an Öl schliesst die IEA auf zwei Wegen: Einerseits wird angenommen, dass die Opec bereitwillig ihre Produktion steigert, womit diese Länder auf die Möglichkeit verzichten würden, durch eine Drosselung der Produktion die Ölpreise und damit ihre Einnahmen zu steigern.⁴⁶ Andererseits wird mit unkonventionellem Öl argumentiert, darunter auch mit solchem, das noch gar nicht entdeckt wurde («*balancing item – unidentified unconventional oil*»).

Als mögliche Grossproduzenten ausserhalb der OPEC werden das Kaspische Meer (Steigerung auf 2,7 Mio. Barrel bis 2010), Angola (Steigerung auf 2,7 Mio. Barrel bis 2010) oder Kanada (Steigerung der Gewinnung aus Ölsanden auf 2 Mio. Barrel pro Tag bis 2010) genannt. Dies ergibt eine Produktionsausweitung von ca. 6 Mio. Barrel pro Tag. Dies ist weniger als ein Zehntel der bis 2030 zusätzlich benötigten Förderung.

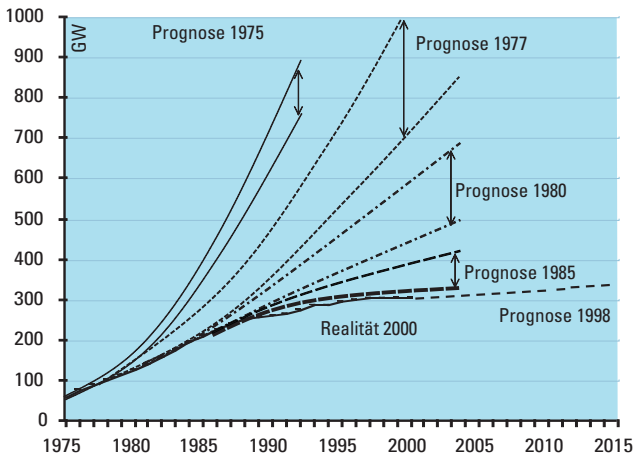
Ab 2006 sinkt die Produktion der Länder *at peak*. Je nach Wachstumsrate des Ölverbrauchs müsste der Mittlere Osten nun seine Produktion verdoppeln bis verdreifachen. Aber selbst eine Verdoppelung, so Campbell, «ist angesichts der langen Vorlaufzeiten und der bisher getätigten Investitionen nicht vorstellbar».⁴⁷

Ölentdeckungen und Produktion



1.22 Die «optimistischen» Prognosen⁴⁸ des Ölverbrauchs sind nur denkbar, wenn man glaubhaft machen kann, dass neue Quellen entdeckt werden. Die IEA verweist als «Beweis» ihrer Prognosen auf die umstrittenen amerikanischen Einschätzungen des US Geological Survey (USGS), wonach von 1995–2025 mit mittlerer Wahrscheinlichkeit 939 Milliarden Barrel neues Erdöl entdeckt werden (dazu noch weitere 730 Gb in Form von zusätzlicher Förderung aus bereits bestehenden Feldern).⁴⁹ Zwischen 1995 und 2002 hätte man pro Jahr jeweils 31,3 Gb neues Erdöl finden müssen. Gefunden wurden aber – mit Ausnahme der Jahre 1999 und 2000 – jeweils nur etwa 6 Gb, Tendenz sinkend.⁵⁰ Es fehlen nach den ersten 8 Jahren, auf die sich die IEA und der USGS beziehen, Ölfunde im Umfang von rund 140 Mrd. Barrel. Grafik Schindler/Zittel/LBST

OECD-Prognosen der Produktion von Atomstrom



1.23 Schon früher haben sich internationale Organisationen beim Verbrauch von Energie und den nötigen Zusatzinvestitionen stark getäuscht. Die Grafik zeigt die Prognosen der IAEA über den Ausbau der Atomkraft und die tatsächliche Entwicklung. (Entnommen aus «Ölwechsel», Schindler/Zittel/LBST/ Campbell)⁵¹

11. US-Prognosen: Schummeln mit Tradition – zu wessen Vorteil eigentlich?

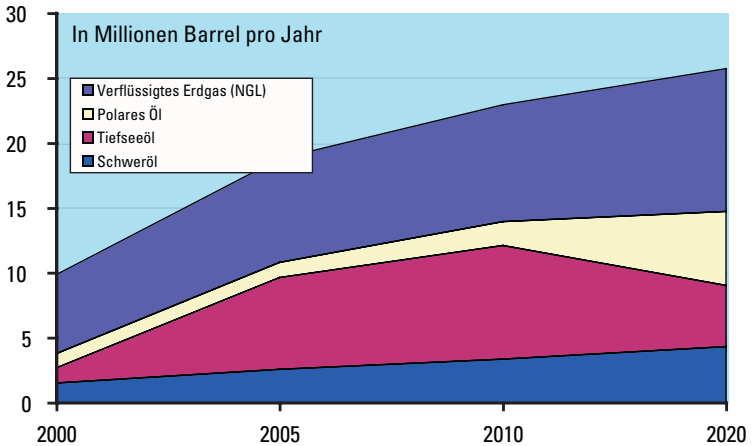
Besonders unglaublich – und durch die aktuelle Entwicklung Lügen gestraft – sind die Preisprognosen der IEA: 21 \$ pro Barrel Öl im Jahre 2010, 25 \$ im Jahre 2020, 29 \$ im Jahr 2030, und 2,7 \$/MBTU für amerikanisches Erdgas im Jahre 2010. Die aktuellen Notierungen (Februar 2003) liegen bei 34 \$ für Erdöl und 6 \$/MBTU für US-Erdgas. Selbst wenn die Opec-Länder lieferwillig wären, ergäbe sich ab dem Jahr 2010 eine wachsende Lücke zwischen Bedarf und Angebot, was zu einem Preisanstieg führen und den Verbrauch senken müsste. Die eigentliche Quelle der Irreführung liegt nicht bei der IEA in Paris, sondern jenseits des Atlantiks. Das US-Energieministerium und den USGS (US Geological Survey) kann man gestrost als «langen Arm der Ölwirtschaft» betrachten. Sie haben sich in der Vergangenheit schon mehrmals kolossal verschätzt.⁵² Der USGS bezifferte die US-Ölreserven in den 60-er Jahren auf 600 Milliarden Barrel, während heute zweifelsfrei fest steht, dass bestenfalls 210 zu erwarten sind.⁵³

Prognosen haben aber bekanntlich eine handlungsleitende Wirkung. Die Botschaft des viel beachteten *World Energy Outlook* der IEA⁵⁴ ist darauf ausgerichtet, möglichst viel Öl und Gas als verfügbar zu erklären, um auch möglichst viel zu verbrauchen. Ganz als ob nur so eine florierende Wirtschaft denkbar wäre, ganz zu schweigen vom Kyoto-Protokoll, welches auch für die IEA bindend sein müsste. Als einzige Alternative zu den fossilen Energie predigt die IEA den Ausbau der Kernenergie. Die Zukunft der erneuerbaren Energien wird ganz entgegen den statistischen Trends in düstersten Farben geschildert. Ihnen werden sinkende Beiträge an die Energieversorgung vorausgesagt⁵⁵, so als *könnten* diese Techniken nie etwas Namhaftes leisten. Die Publikationen der IEA müssen politisch interpretiert werden. Es lässt sich klar sagen, wem die Fehlprognosen schaden, und wem sie nützen:

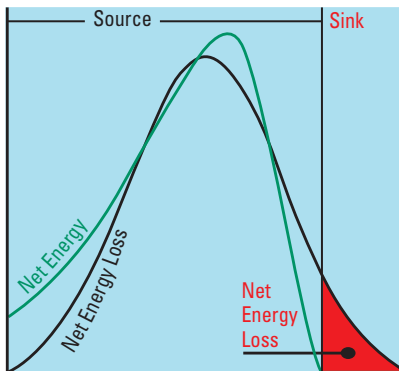
- Die Konsumenten und Steuerzahler sind Leidtragende, weil sie im Glauben an billiges Erdöl weiterhin energieintensive Infrastrukturen finanzieren, statt auf effizientere Techniken zu wechseln. Es kommt zu riesigen Investitionsruinen (stranded investments): Strassen, Flughäfen, fehlkonzipierte Siedlungen usw.
- Die Prognosen schaden den erneuerbaren Energien, denn würde die Ölknappheit rechtzeitig erkannt, würden die Regierungen viel entschlossener handeln. Die positive Marktentwicklung der Wind- und Solarenergie wird stattdessen klein geredet.
- Opfer ist auch die Umwelt, denn die Empfehlungen richten sich ganz darauf, «business as usual» weiterzuführen.
- Die Destruktivität der IEA geht aber noch wesentlich weiter, wenn ihre führenden Köpfe empfehlen, beschleunigt unkonventionelle Ressourcen auszubeuten⁵⁶. Dies ist nicht nur mit höheren Kosten und einer schlechten Energieausbeute verbunden, sondern führt zu fürchterlichen Umweltzerstörungen.⁵⁷

Es ist nicht das erste Mal, dass Regierungsstellen jahrzehntelang völlig falsche Prognosen verbreiten. In den 70-er Jahren waren alle Energieverbrauchsprognosen viel zu hoch, weil das Effizienzpotential übersehen wurde. In der Summe macht es den Eindruck, dass die IEA ihre Politik von der Erdöl, der Gas- und der Atomlobby eingeflüstert erhält. Eine Organisation, die Geld dafür erhält, die Versorgungssicherheit zu verbessern, macht sich mit ihrer Anlehnung an nicht-erneuerbare Energien völlig überflüssig. Die von ihr empfohlenen Optionen sind weder sicher noch billig, sie heizen Kriege und internationale Konflikte geradezu an und richten sich zudem diametral gegen den erklärten Willen der Weltgemeinschaft, den Schutz des Klimas zu fördern. Man sollte die IEA abschaffen und eine Agentur für die erneuerbaren Energien gründen, eine Richtung, in der deutsche Bestrebungen längst zielen.⁵⁸

Unkonventionelles Erdöl und Flüssiggas



1.24 Unkonventionelles Erdöl und (verflüssigtes) Erdgas wird in den nächsten Jahren eine zunehmende Bedeutung gewinnen. Campbell schätzt, dass bei einer Ausweitung entlang der technischen Verfügbarkeit bis im Jahre 2020 etwa 15,5 Mio. Barrel/Tag gefördert werden können, was etwa 20% des heute geförderten konventionellen Öls entspricht. Daten: Aspo Base Case Scenario 2003⁵⁹



1.25 Öl und Gas sind nicht Mineralien, sondern Energieträger. Für ihre Gewinnung wird wiederum Energie benötigt. Die Grenze der Förderwürdigkeit ist nicht dann erreicht, wenn eine Ölquelle den letzten Tropfen Öl hergegeben hat, sondern wenn zur Gewinnung einer zusätzlichen Einheit Erdöl mehr Energie aufgewendet wird als daraus an Energie gewonnen wird.⁶⁰ Die Kurve zeigt die Ölproduktion im Zeitverlauf und den (Net) Energy Return on Energy Investment (EROEI). Sie wurden abgeleitet aus Produktionsdaten im US-Bundesstaat Louisiana. Zu Beginn ist der EROEI positiv und steigt weiter an, da ohne grosse Neuinvestitionen immer grössere Ölmengen gewonnen werden. Nach Überschreiten des *Peaks* sind aber neue Bohrungen und produktionssteigernde Massnahmen nötig, um die Ölmenge zu halten. Der EROI nimmt ab. Ab einem gewissen Punkt wird der Energieertrag sogar negativ (rote Fläche), obschon die Ölquelle noch lange nicht versiegt. Grafik nach Hall/Cleveland/Kaufmann⁶¹

12. Unkonventionelles Öl: nur scheinbare Linderung des Problems

Die meisten Ökonomen lehnen das Konzept der Endlichkeit von natürlichen Ressourcen ab. Verfügbarkeit ist für sie eine Frage des Preises und des technischen Fortschritts, nach dem Motto: suche mehr und Du wirst mehr finden!

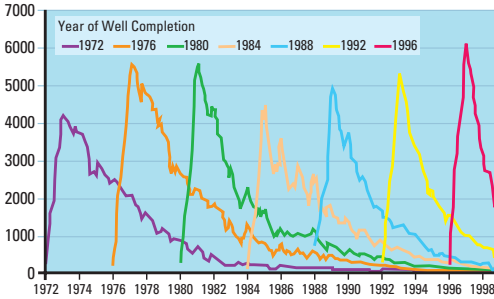
Die unkonventionellen fossilen Ressourcen stossen aber, abgesehen von den ökologischen Nachteilen, an thermodynamische Grenzen. Diese Grenze ist spätestens dann erreicht, wenn zur Gewinnung einer zusätzlichen Einheit Nutzenergie mehr Energie aufgewendet als gewonnen wird. Die Produktion von unkonventionellem Öl und Gas ist technologisch anspruchsvoll, kapitalintensiv und bringt netto weniger ein als die bisherige Ölförderung:

- Venezuela verfügt über grosse Mengen an *extra schwerem Öl* in einer Tiefe von 600–1200 Metern. Die Produktion beträgt derzeit etwa 125 000 Barrel pro Tag. Dazu kommen grosse Mengen an Bitumen (Orimulsion), die bei der Verbrennung giftige Emissionen frei setzen.
- Um Öl aus *Ölschiefer* (z.B. aus Kanada) zu gewinnen, muss das Gestein auf 500 °Celsius erhitzt werden. Auch hier kommt es zu stark umweltschädlichen Abfallprodukten. Campbell schätzt, «dass Ölschiefer selbst in ferner Zukunft auf der globalen Bühne keine grosse Rolle spielen wird».⁶²
- In Westkanada befinden sich grosse Vorkommen von Teersanden mit einem Ölgehalt von 10–20%. Von den geschätzten 2500 Gigabarrel Teersand gelten 4 Gigabarrel bei den heutigen Preisen als abbaubar, bei höheren Preisen und verbesserten Abbaumethoden lassen sich bis zu 300 Gigabarrel daraus gewinnen.⁶³ Dafür braucht es aber enorme Investitionen und chemische Verfahren, namentlich die Entfernung der Abdeckschicht von 20 bis einigen hundert Metern, das Sortieren des Erzes mit Dampf, heissem Wasser und Ätznatron, das Aufschwimmen des Öls mittels Schwerbenzin (NAFTA) die Entfernung des Schwefelanteils. Pro Kilogramm Erdöl werden 33 Kilogramm Rohmaterial bewegt.⁶⁴
- Bisher wurde für die Produktion von synthetischem Öl Erdgas verwendet, das nahe der Abbaustätten als «stranded gas» reichlich vorhanden war.⁶⁵ Mit zunehmendem Anstieg der Gaspreise in Nordamerika ist es jedoch interessanter, das Erdgas auf dem Markt zu verkaufen als Teersand zu gewinnen.⁶⁶

In Kanada werden bis zum Jahre 2010 rund 18 Mrd. C-\$ in neue Projekte investiert, um 1 Mio. Barrel pro Tag (1% der Weltölförderung) zusätzlich zu fördern. Damit ist auch die Grenze dieser Ressourcen ersichtlich. Entscheidend ist der Faktor Zeit: Geht die Ölförderung in einem Tempo von 2–3% pro Jahr zurück, können die unkonventionellen Ressourcen den Preisanstieg beim Erdöl nicht wirklich aufhalten.

Die Energiebilanz von Ölbohrungen ist trotz Innovationen in den letzten Jahrzehnten stetig gesunken.⁶⁷ Die Firma Syncrude war in Australien an einem Ölsand-Projekt beteiligt, hat sich aber im Jahre 2001 zurückgezogen und sich zeitgleich an der Erschliessung von kanadischer Windenergie beteiligt. Das Beispiel zeigt, dass die Entwicklung dieser Ressourcen erheblich teurer sein kann als die Weiterentwicklung von erneuerbaren Energien. Ein Grossteil aller unkonventionellen Ressourcen, so die These, wird im Boden bleiben, weil seine Gewinnung weniger hergibt als die erneuerbaren Energien. Die Kohle verlor ihre Marktanteile auch nicht wegen mangelnder Vorkommen, sondern weil neue, billigere Energiequellen entdeckt wurden.

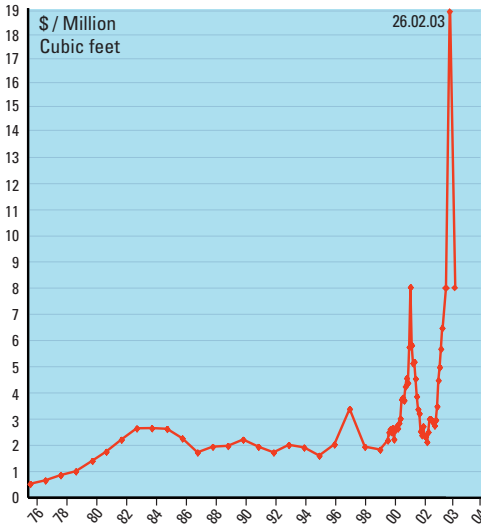
Erdgas: unerwarteter Produktionsabfall



1.26 Förderprofil von US-Gaslagerstätten seit 1970. Mit neuen Explorations- und Fördertechniken gelang es, Gaslagerstätten immer rascher zu finden und in kürzerer Frist auszu-beuten. Die Folge davon sind an-fangs höhere, dann steiler abfallende Förderprofile.

Grafik EIA/US-DOE⁶⁸

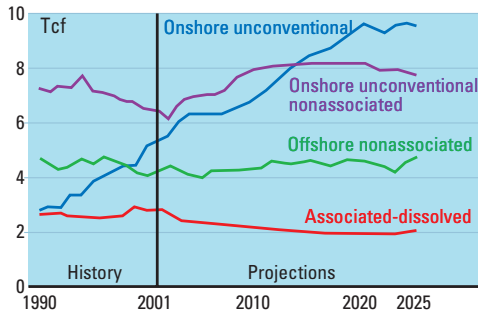
Erdgaspreise in USA und Kanada



1.27 Erdgaspreise («Wellhead») in den USA. Während Jahrzehnten war Erdgas in den USA nahezu gratis – mit Preisen zwischen 0,5 und 1,5 Rp./kWh. Heute gelingt es den Lieferanten nicht mehr, aus inländischen Quellen die Nachfrage zu befriedigen, trotz wachsenden Importen aus Kanada. Im Winter 2000/1 stiegen die US-Erdgaspreise erstmals auf über 8 \$/Mcf (ca. 4 Rp./kWh).

Danach verdoppelte sich die Zahl der Gasbohrungen, ohne allerdings die Förderung zu erhöhen. Das Problem flaute dann dank einem sehr milden Winter 2001/2 ab. Doch im strengeren Winter 2003 stiegen die Preise wiederum auf über 8 \$/Mcf. Die US-Förderung sinkt weiter; ab 2004 wird auch die kanadische Gasproduktion sinken.⁶⁹

Wie es das US-Energieministerium sieht



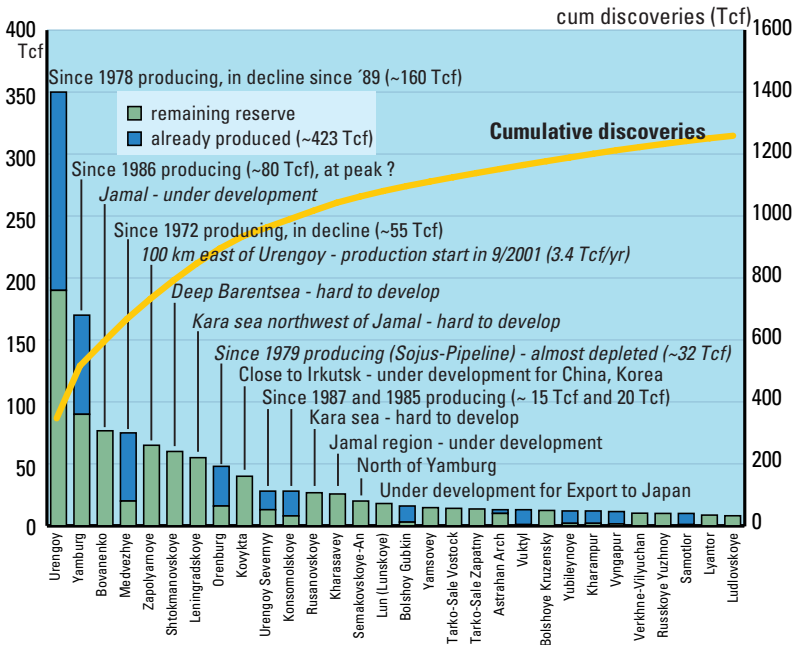
1.28 Im Jahre 2002 ging die US-Gasproduktion um 5% zurück. Doch weiterhin macht die US-Energiebehörde auf Schönwetter und prognostiziert eine Produktionssteigerung um fast 100%, von 19 Tcf (2002) auf 35 Tcf (2035).⁷⁰ Es wird auf «unkonventionelles Gas» vertraut, welches aus Teersand gewonnen werden könne. Zu welchen Kosten und in welchen Mengen bleibt unklar. Die Zahl der Bohrungen liegt im Jahr 2003 trotz hoher Preise tiefer als in den Vorjahren.⁷¹

13. Erdgas in Nordamerika: Abruptes Ende der Verschwendung

Viele Hoffnungen richten sich heute auf Erdgas. Tatsächlich sind die jährlichen Gasfunde (noch) ergiebiger als beim Öl. Aber wenn Erdgas (Marktanteil 24%) das Erdöl (41%) auch nur teilweise ersetzen soll, wird die Entwicklung in kurzer Zeit an ähnliche Grenzen stossen wie beim Erdöl. Um zusätzlich zum Gas-Verbrauchszuwachs (+2%/a seit 1990) während fünf Jahren den Verbrauchszuwachs beim Erdöl aufzufangen (+1,5%/a), müsste die Gasproduktion um mehr als 5% pro Jahr gesteigert werden. Dies ist in einem Umfeld sinkender Gasförderung in Europa (Grossbritannien, Niederlande, Norwegen) und in den USA nicht einfach. Was «Depletion» (Erschöpfung) bedeutet, bekommen die Gaskonsumenten in den USA seit zwei Jahren schmerzhaft zu spüren – und die Entwicklung war schon lange absehbar:⁷²

- Die Preise für Erdgas erhöhten sich im Jahr 2000 um über 400% und erneut – und diesmal dauerhafter – Ende 2002 (Abbildung 28).
- Noch ein Jahr zuvor hatte der National Petroleum Council die «umfassendste US-Studie über Erdgas abgeliefert, die je erstellt wurde», so Matt Simmons, ein Koautor der Studie. Die Angebotsperspektiven wurden in rosa Farben geschildert. «Angesehenste Angebotsexperten aus ganz Amerika identifizierten neue Vorkommen, die den rasch wachsenden Gasbedarf befriedigen würden. Leider war die Studie voll von Irrtümern».⁷³
- Im Juli 2000 publizierte dann das US-Energieministerium einen neuen Bericht über «beschleunigte Erschöpfungserscheinungen» der heimischen Öl- und Gasfelder. Tenor: «...neue Techniken vermindern die Langzeit-Produktivität... Ölfelder werden immer kleiner... trotz besseren Techniken sinkt die Förderquote im Vergleich mit älteren Feldern... beschleunigte Förderrückgänge bei Gasvorkommen sind evident...»⁷⁴ Zum ersten Mal in seiner Geschichte veranstaltete das Department of Energy darauf im Herbst einen Workshop über «inkorrekte Energiedaten».
- «Die Qualität der Reserven ist viel schlechter als vor 20 Jahren... es ist wie in einer Dose Corn Flakes: wenn man tiefer wühlt werden die Flocken immer kleiner,» schreibt ein Analytiker der Branche.⁷⁵
- «Es wird jeden Monat klarer, dass die Nachfrage viel stärker steigt als erwartet, und wir unterschätzten die hohen Erschöpfungsraten, die heute die meisten Vorkommen der USA erleiden; zudem unterschätzten wir die hohe Zahl zusätzlicher Bohrungen, die nötig sind, um die Reserven zu erschliessen,» erklärt Matt Simmons die Trends. «Allein in Texas müsste man die Zahl der Gasbohrungen von 350 auf 2000 erhöhen, um das prognostizierte Angebot bereitzustellen. Ich fürchte, dass die Prognosen die rasche Erschöpfung vieler Felder noch immer zu wenig in Rechnung stellen.»⁷⁶

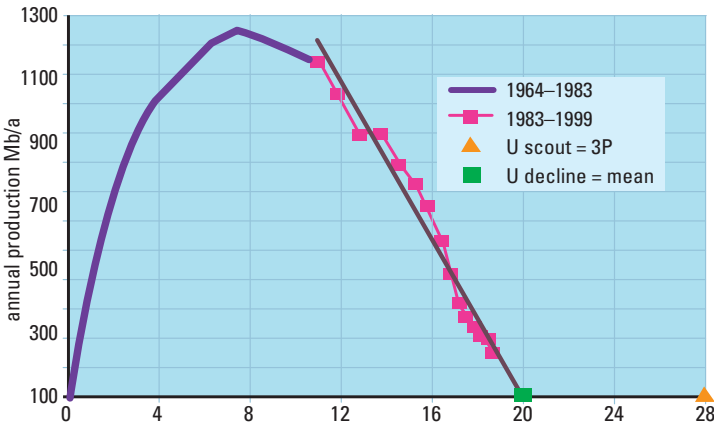
Russische Gasfelder nach Grösse



1.29 Größenverteilung und Ausbeutungsgrad russischer Gasfelder.

Grafik Schindler/ Zittel/LBST⁷⁷

Samothor – grösstes russisches Ölfeld



1.30 Auch Riesen sind nicht unendlich gross. Samotlor war das grösste Ölfeld der Sowjetunion. Es liefert heute noch knapp ein Sechstel der Menge, die während den 70-er Jahren extrahiert wurde. Auch hier bestätigt sich exemplarisch die Hubbert-Kurve. Grafik Laherrère⁷⁸

14. Rettet Sibirien die Europäer?

Erdgasmärkte sind leitungsgebunden und regional entkoppelt: In Nordamerika ist die Versorgungskrise bereits Realität, in Europa herrscht noch vermeintlicher Überfluss. Die Gasvorkommen in Westsibirien sind aber bereits weitgehend ausgebeutet. Eine Prognose des russischen Energieministers Gavrin sieht eine Steigerung der landesweiten Produktion um etwa 20% bis 2020 vor,⁷⁹ aber die wachsende russische Wirtschaft wird einen massgeblichen Teil selber verbrauchen.

Erdgas kann die Ölverknappung mildern. Doch die Erwartungen sind überhöht. Jörg Schindler und Werner Zittel warnen: *«Die langfristig große Hoffnung für Europa bilden die Gasvorräte Russlands, die zwar am wenigsten gut belegt sind, dafür aber als immens groß angenommen werden. Eine genauere Analyse führt uns zu der Einschätzung, dass*

- *Die russischen Gasvorräte überschätzt werden.*
- *Bereits zur Aufrechterhaltung der bestehenden Produktion neu investiert werden muss (die drei größten Gasfelder Urengoy, Medvezhdye und Yamburg, die etwa 1/3 allen russischen Gases beinhalten und fast 90% der heutigen russischen Gasproduktion stellen, sind zu 67%, 78% und 46% bereits erschöpft).*
- *Zur Ausweitung der Produktion deutlich in die Erschließung der verbleibenden großen Felder investiert werden muss – diese liegen in geographisch ungünstigen Gebieten, so dass die Erschließung aufwendiger sein wird als in der Vergangenheit.*
- *Ein großer Teil der neuen Produktionsmöglichkeiten in kleinen Feldern liegt, die etwa die Hälfte der noch verbleibenden Reserven beinhalten – sofern diese Felder abseits der großen Transportpipelines liegen wird deren Erschließung sehr teuer werden,*
- *Zunehmend neue Gasverbraucher in Konkurrenz zum Export in die EU- Staaten auftreten werden (der Eigenverbrauch Russlands wird wieder steigen, neue Verbraucher wie die Türkei, China, Korea oder Japan werden zunehmend russisches Gas nachfragen).*
- *Es erscheint uns unter günstigsten Bedingungen vorstellbar, dass Russland seine Produktion noch für etwa 15 Jahre um 2–3% p.a. ausweiten kann. Das aber erfordert die zügige Erschließung neuer Felder mit hohem Investitionsaufwand (...).»⁸⁰*

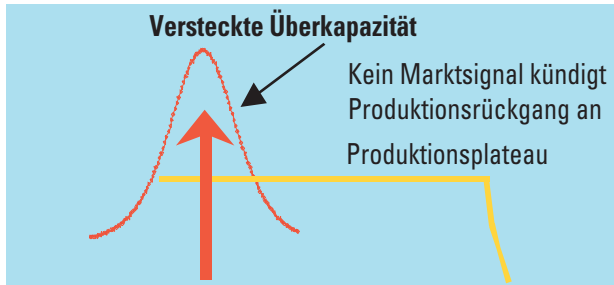
Matt Simmons und andere Kenner der Szene sind pessimistischer: «Europa erhält heute noch 28% seines Erdgasverbrauchs aus den grossen Feldern Sibiriens. Aber diese Felder erlebten im Jahre 2000 beträchtliche Förderrückgänge, was das europäische Gasangebot in eine prekärere Lage versetzt als viele europäische Energieplaner wahrhaben wollen. Wenn die sibirischen Gasrückgänge irgendeine Ähnlichkeit mit den Ölförderungsrückgängen haben, die Sibirien erlitt, erwartet Europa der grösste Gas-Schock aller Zeiten.»⁸¹

- Ein Insider berichtet: «Es gibt sehr grosse Erdgasvorräte unter der Barents-See, die meisten davon unter der Halbinsel Yamal. Die Reserven sind unzugänglich, aber machen vielleicht die Hälfte der deklarierten russischen Vorräte aus. Ohne Yamal sieht Russland nicht mehr wie ein Gas-Gigant aus. Unter Tschernomyrdin [Ex-Gasprom-Chef und später Ministerpräsident] versuchten die Russen während 30 Jahren, Yamal-Gas zu gewinnen. In den 70-er Jahren wurde ein Netz mit sechs Pipelines vom Norden von Salekhard nach Bovanenskoye verlegt. Es war ein ökonomisches, technisches und ökologisches Desaster. Die Pipelines versanken im aufgetauten Permafrost und verschwanden. Es ist nicht Alaska, und Conoco, Shell und BP waren auch dort und wussten nicht weiter. (...)»⁸²

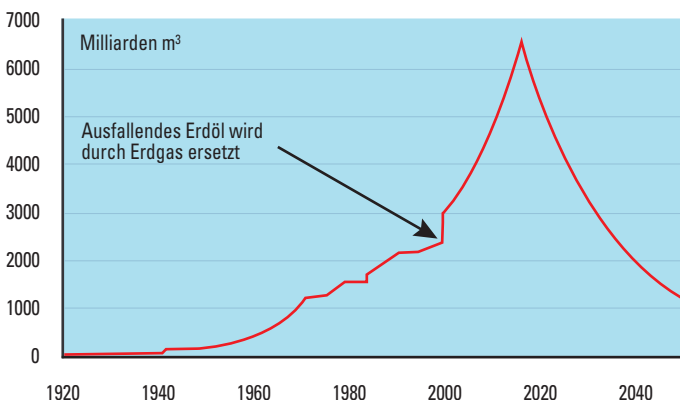
Inzwischen hat die russische Regierung Preissteigerungen beim Erdgas um das Vier- bis Achtfache angekündigt.⁸³ Deshalb drängen sich hier Fragen auf:

- Welche Nachfragereaktionen würden solche Preissteigerungen nach sich ziehen?
- Was könnte eine Energiepolitik erreichen, die statt der Mobilisierung der letzten fossilen Reserven eine Verbesserung der Energieeffizienz in allen Bereichen anstrebt?
- Sind erneuerbare Energien wie Windenergie oder Geothermie nicht wesentlich billiger, wenn der Markt spielt?

Erdgas: Das verborgene Kliff



1.31 Beim Erdgas kündigt sich ein Produktionsrückgang nicht im voraus an. Die Gasversorgung ist leitungsgebunden. Aus Kostengründen werden die Pipelines nicht auf die maximal mögliche Förderung ausgerichtet, sondern auf einen langfristigen Mittelwert. Dieses Produktionsniveau kann oft über Jahrzehnte aufrecht erhalten werden. Sinkt die Förderung in einem grossen Gasfeld, lässt sich dank dem Gasnetz neues Erdgas zuführen, ohne dass Marktsignale eine Verknappung ankündigen. Campbell spricht deshalb von einem «verborgenen Gas-Kliff.» Ohne Frühwarnung – anders als beim Öl – bricht die Gasversorgung innert wenigen Jahren zusammen. Grafik Campbell⁶⁴



1.32 Der Völlersatz von rückläufiger Erdölproduktion durch Erdgas würde zu einer Verdreifachung des Gasverbrauchs innert zwei Jahrzehnten führen. Die hohen Wachstumsraten könnten nur während einer kurzen Frist durchgehalten werden, dann sackt auch beim Erdgas die Ressourcenbasis zusammen. Grafik Schindler& Zittel (2000)

15. Die Risiken der Gas-Strategie

Gemäss dem Jahresbericht von Eurogas⁸⁵ wird die Produktion der EU-Staaten (zu denen Norwegen nicht gehört) etwa bis 2010 auf heutigem Niveau verlaufen und dann bis 2020 um etwa 30 % zurückgehen. Etwa die Hälfte des Importzuwachses wird durch die in Bau befindliche Pipeline von der russischen Halbinsel Jamal nach Mitteleuropa abgedeckt sein.

Schindler & Zittel kommentieren die Entwicklung wie folgt:

«Vermutlich bis spätestens zum Jahr 2005 wird Großbritannien das Maximum der Gasproduktion überschreiten.... In zehn Jahren wird die Produktion Großbritanniens auf höchstens 50 % der heutigen Produktion zurückfallen. Bereits im Dezember 1998 musste England trotz einer um 3,5 % gestiegenen Gasproduktion erstmals Gas importieren, da der Bedarf noch stärker angestiegen war. In zehn Jahren wird Holland kein Gas mehr exportieren. (...) Innerhalb der nächsten zehn Jahre wird es vermutlich kein Versorgungsproblem geben. Innerhalb der kommenden 20 Jahre wird Norwegen vermutlich das Produktionsmaximum überschreiten. Bis zum Jahr 2020 wird die Abhängigkeit von russischen Erdgas deutlich zunehmen. Es ist jedoch keineswegs gesichert, daß Russland diese zusätzliche Versorgung in ausreichendem Maße übernehmen kann.»⁸⁶

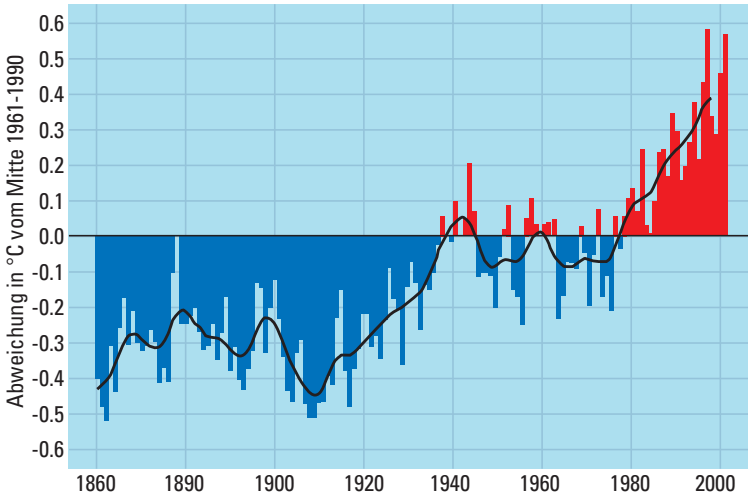
Massgeblich für den «rush for gas» und das Preisniveau wird in Zukunft auch das Ausmass sein, in welchem Motorfahrzeuge auf Erdgas umgestellt werden. Die technischen Anpassungen dafür sind relativ einfach. Mit der Umstellung auf Flüssiggas entstünde ein beinahe homogener Markt für Benzin und verflüssigtem Erdgas. Die Ölmultis propagieren diese «Lösung» aktiv und möchten Erdgas aus entlegenen Gebieten ohne Pipeline-Verbindung (sog. stranded gas) fördern. Die Nachteile sind aber nicht zu übersehen:

- Für die Verflüssigung von Erdgas wird 10–20 % der im Gas enthaltenen Energie benötigt.
- Anschliessend muss das Gas bei tiefen Temperaturen (–165 °Celsius) in isolierten Behältern transportiert werden.
- Ladung, Transport und Entladung des verflüssigten Erdgas sind zeit- und kapitalintensiv. Die Kosten dieser Strategie sind hoch; es braucht grosse Investitionen und «lange Anfahrtswege», was sich nur lohnt, wenn auch die Ressourcen auf lange Sicht verfügbar sind.
- Die Abhängigkeit von wenigen Exportländern nimmt auf mittlere Frist weiter zu.

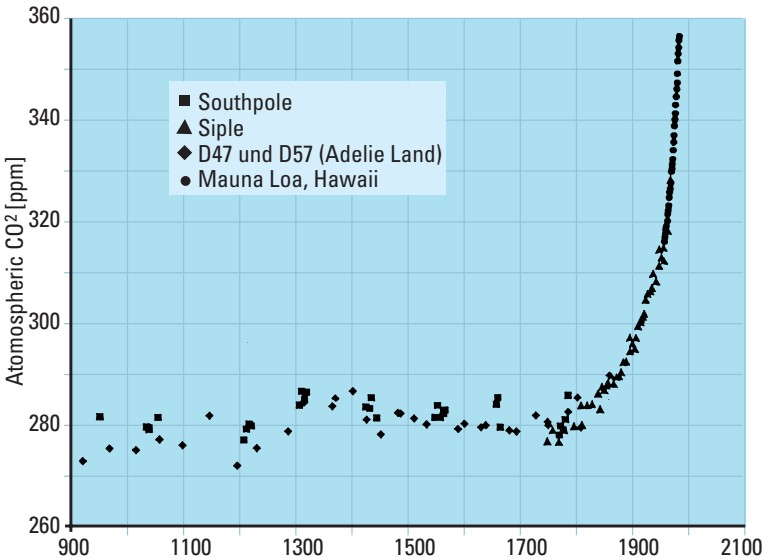
Einschätzung verbleibender Erdgasreserven (Schindler & Zittel 2000)⁸⁷

	BGR (Tcm)	BP(O&GJ) (TCM)	Campbell	USGS
Europa	7,8	5,21	8,9	9
GUS	56,3	56,7	55,9	136,4
Afrika	9,9	10,22	6,8	11,4
Naher Osten	50,8	49,53	42,3	47,6
Australien/Asien	13,9	10,17	14,1	13,8
Nordamerika	8,0	8,35	7,6	15,2
Südamerika	6,2	6,21	4	6,6
Welt	152,9	146,39	139,6	240

Globale Jahresmittelwerte der bodennahen Lufttemperatur 1860–2002



1.33 Veränderung der Oberflächentemperaturen (Quelle: IPCC 2001)



1.34 Zunahme der CO₂-Konzentration in der Erdatmosphäre. Die Grafik zeigt die Entwicklung in den letzten 1100 Jahren. Grafik: CO₂ – Eine Herausforderung für die Menschheit, Gehr, Kost, Stephan; 1997

16. Erdölknappheit und Klimaschutz

Beschaffungsprobleme für die Aufrechterhaltung des hohen Energieverbrauchs führen zu lokalen und internationalen Konflikten:

- Kriege und militärische Interventionen in Kolumbien, Nigeria, Afghanistan und am persischen Golf zur Sicherung des Zugangs zu Energieressourcen und Pipelines.
- Migration bedingt durch Veränderungen des Klimas.
- Zunehmende Knappheit von fruchtbaren Böden und Trinkwasser, bedingt durch vermehrte Trockenheit, Verschmutzungen und Rodungen.
- verringerte Erträge des Fischfangs bedingt durch veränderte Meeresströmungen/Klimawandel, die wiederum auf die Verbrennung von nicht-erneuerbaren Energien zurückzuführen sind.

Die natürliche Verknappung des Erdöls auf globalem Niveau ist theoretisch geeignet, die Anstrengungen zum Schutz der Erdatmosphäre und des Klimas zu unterstützen. Die *bad news* für die Ölkonsumenten sind *good news* für die Umwelt.

Die Nutzung von nichterneuerbaren Energien zeitigt dramatische negative Auswirkungen auf das Weltklima: Die ansteigenden Temperaturen führen zu Veränderungen der Niederschläge und der Meeresströmungen, zur Gefährdung der Biodiversität, der landwirtschaftlichen Produktion, der Siedlungsstrukturen und der Lebensgrundlagen allgemein.

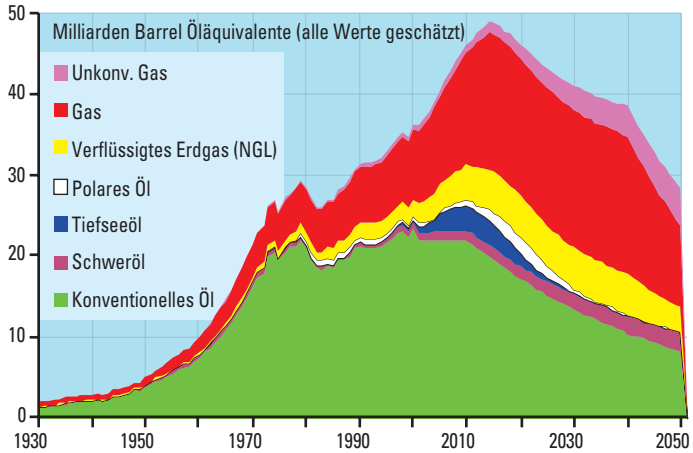
Ressourcenknappheit und Klimaschutz: Die beiden Perspektiven werden selten verknüpft analysiert. Eine Verknappung des Erdöls kann, muss aber nicht automatisch zu ökologischen Verbesserungen führen.

- Die zu erwartenden Preiserhöhungen werden die Rentabilität der Anstrengungen für vermehrte Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien verbessern.
- Der Boom der erneuerbaren Energien wird sich in jenen Ländern verstärken, die dafür bereits gute Rahmenbedingungen geschaffen haben.
- Gleichzeitig zeichnet sich aber auch ab, dass Länder wie die USA keineswegs den Nachhaltigkeitskriterien Priorität einräumen, sondern der Verknappung mit einer Öffnung von Naturreservaten, mit dem Bau von Hunderten neuer Kohle- (und vielleicht auch Atomkraftwerken) entgegenzutreten möchten.

Die langfristigen Folgen höherer Ölpreise sind deshalb noch nicht genau erkennbar und werden stark von der energiepolitischen Marschrichtung beeinflusst. Mit dem Kyoto-Protokoll sind zwar internationale Massnahmen eingeleitet, um dem Wandel des Klimas zu begegnen. Aber die Durchsetzbarkeit des Protokolls ist nicht gesichert. Schon die offiziellen Zielsetzungen sind ungenügend: *«...the Kyoto-Protocol alone will be insufficient to stabilize Carbon-Dioxyd-Levels in the atmosphere.»*⁸⁸ Soll die langfristig tragfähige CO₂-Konzentration nicht überschritten werden, müssen die CO₂-Emissionen bis ins Jahr 2050 weltweit mindestens halbiert und bis 2100 sogar um 70–80% gesenkt werden. Damit stellt sich vor allem die Frage, ob Länder wie die USA und China zur Kohle zurückkehren werden oder nicht.

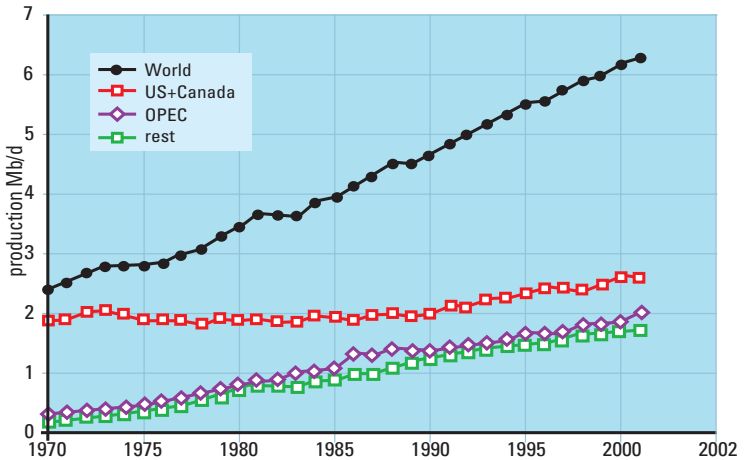
Gelingt es nicht, die Treibhausgase zu stabilisieren, werden sich die Lebensverhältnisse in vielen Ländern der Erde weiter destabilisieren. Trendanalysen sagen, dass bei einer Verdoppelung des CO₂-Gehaltes in der Atmosphäre in den nächsten 50 Jahren ein Grossteil der Gletscher verschwinden wird.⁸⁹ Dies zeitigt Folgen für die Naturgefahren, die Bevölkerungs- und Wirtschaftsstruktur, zum Beispiel in den Alpen und den flussanliegenden Talschaften, aber auch in Küstenländern.

Produktion sämtlicher Kohlenwasserstoffe (ohne Kohle)
Base Case Szenario von Colin Campbell (ASPO)



1.35 Entwicklung des technischen Verlaufs der Produktion von Kohlenwasserstoffen (Öl und Erdgas). Mit Rückgriff auf Erdgas kann der Anstieg des Verbrauchs an fossilen Ressourcen noch etwa bis zum Jahr 2015 anhalten. Der Verlauf kann auch bedeutend weniger steil ausfallen, wenn international koordinierte Massnahmen gegen den Ausstoss von Treibhausgasen ergriffen würden oder wenn hohe Preise (verursacht etwa durch ein neues Opec-Kartell, welches Gewinnmaximierung betreibt) vorzeitig einen Verbrauchsrückgang einleiten würden. Ab 2010 ist der Ölverbrauch, ab 2015 ist auch der Gasverbrauch gemäss Base Case Szenario rückläufig. Grafik Aspo/Campbell.⁹⁰

Produktion von Flüssiggas (LNG) weltweit in Millionen Barrel pro Tag



1.36 weltweite Produktion von Flüssiggas 1970–2000. Grafik Laherrère^{91/} Daten EIA/US-DOE

17. Versorgungssicherheit in Gefahr

Es gehört zu den fundamentalen Voraussetzungen für die Robustheit komplexer Systeme, dass sie über genügend Reservekapazitäten verfügen. Nur mit ausreichender Redundanz entsteht die Fähigkeit, mit Unvorhergesehenem umzugehen.

Die «just in time»-Oekonomie unregulierter Märkte verfolgt aber einen gegenläufigen Trend. Zugunsten der Rentabilität werden Sicherheiten preisgegeben, jegliche Redundanz des Systems eliminiert. Die ganze Aufmerksamkeit richtet sich auf kurze Fristen und rasche Rentabilität. Mit dieser Optik und ohne Rücksicht auf ökologische Verluste haben Ökonomen die Infrastruktur der Industrieländer ganz auf billige Energie ausgerichtet – im Verkehr, in der Landwirtschaft, beim Heizen.

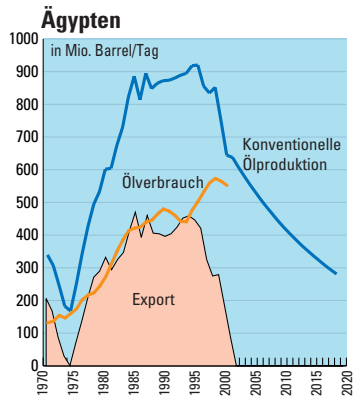
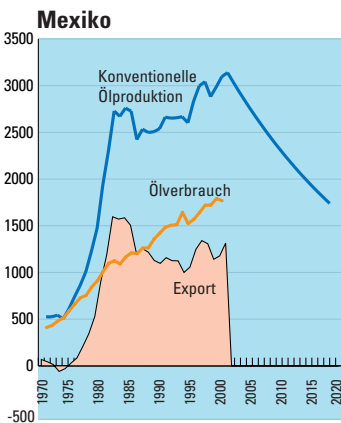
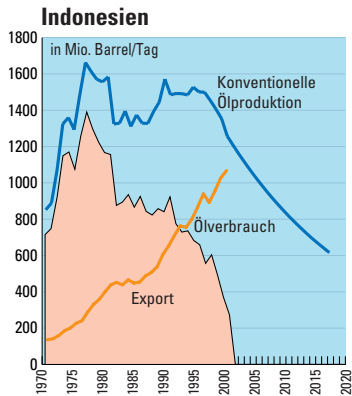
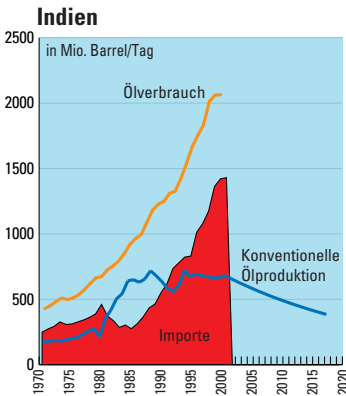
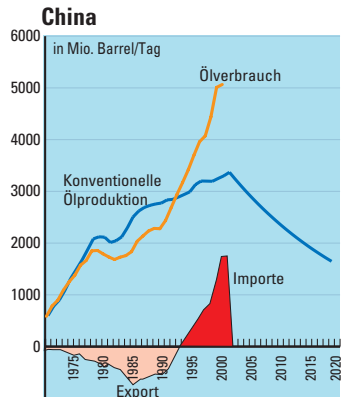
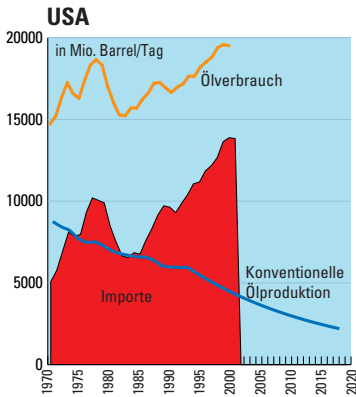
Öl war bisher der beste Energieträger, was Energieintensität, Lagerfähigkeit und Produktionskosten anbelangt. Doch die Umweltprobleme der fossilen Energieträger sind seit langem ein Problem. Und nun wird absehbar, dass auch die Sicherheit und die Ökonomie nicht mehr stimmt. Viele Ölkonsumenten werden in Zukunft von ihren Lieferanten zunehmend frustriert werden. Erdöl wird in den nächsten Jahren knapper, teurer, muss von immer weiter entfernten Gegenden importiert werden und verursacht immer mehr Umtriebe und Konflikte, Kriege eingeschlossen. Das Ölzeitalter neigt sich dem Ende zu, und wegen des hohen Verbrauchsniveaus wird sich das Ende viel rascher abspielen als der gemächliche Anfang!

Dem halten die Ökonomen mit neoliberaler Kurzsichtigkeit stets die gleichen Überlegungen entgegen:

- «Die nachgewiesenen Ölreserven sind heute 15mal grösser als 1948, und werden noch 230 Jahre reichen. Danach werden Ölschiefer und Teersande nochmals für 580 Jahre Energie liefern. Nur solange die Preise tief bleiben, wird dieses Öl im Boden bleiben», schreibt zum Beispiel vom J. Taylor vom Cato-Institute. «Entweder die Saudis brechen die Preisblase oder andere Nicht-Opec-Länder werden dies für sie tun.»

Phantastische Ressourcen in unbekannten Ländern, riesige Tiefsee-Vorkommen und sagenhafte technische Innovationen gehören zum Märchen-Repertoire der Branche, die davon lebt, dass Nationen in suchtartiger Abhängigkeit von Öl und Gas haften bleiben. Doch die steilen Produktionsrückgänge in vielen älteren Fördergebieten widerlegen diesen zur Schau gestellten Optimismus. Der Eifer, mit welchem die USA die irakischen Ölfelder unter ihre Kontrolle bringen, ist ein deutliches Signal, dass die «Führungsspitze» der Ölindustrie sehr wohl weiss, dass die Vorräte knapp sind. Die Regierung Bush ist geradezu ein Konzentrat der Ölindustrie. Auch der Irak kann das Ölzeitalter nicht wesentlich verlängern, im Gegenteil. Hält die aktuelle Verschwendung noch einige Jahre länger an, wird der Produktionsrückgang umso steiler ausfallen.

Nur erneuerbare Energien und effizientere Energienutzung liefern jene «robusten» Erträge, auf welche die Fortsetzung des Industriezeitalters angewiesen ist. Erneuerbare Energien versiegen nicht, ihre Kosten sind ex ante berechenbar (keine Brennstoffpreis-Volatilitäten), sie kommen ohne oder mit nur wenig Emissionen aus und ihr Potential übersteigt den Energieverbrauch um ein Vielfaches. Die hohen Wachstumsraten der Solar- und der Windindustrie geben zur Hoffnung Anlass, dass man die bevorstehenden Krisen und Unfälle meistern kann.



Produktion und Verbrauch von Erdöl in USA, China, Indien, Indonesien, Mexiko und Ägypten. Die dargestellten Länder weisen alle eine erhebliche Eigenproduktion auf, die den einheimischen Bedarf allerdings immer weniger zu befriedigen vermag. Besonders stark ist der Verbrauchsanstieg in den neu industrialisierten Ländern wie China, Indien und Mexiko. Indonesien, Ägypten und Mexiko werden in einigen Jahren selber Erdöl importieren. Auch China und USA waren einst Ölexporteure. Eigene Grafik.⁹²

18. Retten Kriege den American Way of Life?

Seit US-Präsident George W. Bush an der Macht ist, scheint die US-Aussenpolitik vom Bestreben geleitet, billig und verlässlich an neues Öl zu kommen. Dafür wird vieles in Kauf genommen: Gewalt, Verletzung von Menschen- und Völkerrechten, Unterstützung von Diktaturen, Mord und Folter. Erdöl hat in der US-Innenpolitik lange Zeit eine sehr wichtige Rolle gespielt und erklärt die «fossile Fixierung» dieses Landes:

- George W. Bush begründete seine Karriere in der Ölindustrie; von ihr wurde sein Wahlkampf gesponsert.⁹³ Fast alle Berater stammen aus dem Energiegeschäft,⁹⁴ und in dieser Richtung werden Subventionen und kanalisiert,⁹⁵ während bei erneuerbaren Energien gekürzt wurde.⁹⁶
- Hauptziel der US-Ölfirmen ist es, die Herkunft des Öls möglichst stark zu diversifizieren.
- Eines der Prestigeprojekte der Regierung Bush war die Öffnung der Naturschutzgebiete in Alaska (ANWR), wo aber lediglich noch 2–3 Mrd. Barrel liegen⁹⁷, genug um den US-Ölverbrauch von sechs Monaten zu decken.⁹⁸
- Die US-Interessen im Irak sind so gesehen die konsequente Fortsetzung der US-Innenpolitik. Seit dem Jahr 2000 wurde dem Irak erlaubt, unlimitiert Öl zu exportieren, aber das Regime störte sich an der finanziellen Bevormundung und spielte mit der UNO und den USA rund um die Exporte Katz und Maus.⁹⁹
- Zwecks Diversifikation wurde verzweifelt versucht, neue Pipelines in Zentralasien – aber ausserhalb Russlands – zu erstellen, via Aserbeidschan/Georgien und Türkei sowie via Afghanistan/Pakistan. US-Truppen wurden in Kirgisien, Tadschikistan, Usbekistan, Turkmenistan, Kasachstan und Georgien stationiert.
- Auch in Westafrika werden neue Truppenstützpunkte zum Schutz der Öllfelder aufgebaut.

Nachdem sich die Hoffnung auf neue Vorräte am kaspischen Meer zerschlagen hat, ist es logisch, dass sich das Interesse des Bush-Regimes auf den Irak als zweitgrössten Reservehalter konzentriert.¹⁰⁰ Die Kosten eines Irak-Kriegs sind ökonomisch gesehen eine Subventionierung des fossilen Energiesektors.¹⁰¹ Laut Yale-Professor William Nordhaus kostet eine Invasion des Iraks 17–45 Mrd.\$, die anschliessende Besetzung zwischen 75 und 500 Mrd.\$, dazu 25 bis 100 Mrd.\$ für Wiederaufbau.¹⁰² Es ist deshalb falsch, von billigem Öl zu sprechen, aber die Kosten wird der Irak aus den Ölerlösen selber tragen müssen, wenn es nach den Vorstellungen der USA geht.¹⁰³

Es bleibt zweifelhaft, ob der Irak den USA wirklich zu billigerem Öl verhelfen wird:

- Mit 6–8 Millionen Barrel Öl pro Tag (statt wie bisher 2–2,5 Mbd) würde das Öl aus Irak das globale Ölangebot um 5–7 Prozent ausweiten.
- 5–7% mehr Öl entsprechen dem Verbrauchswachstum von 3–5 Jahren, dann pendelt sich die Marktsituation auf höherem Niveau wieder ein.
- Billiges Öl würde die teuren Explorationen nach Tiefseeöl im Atlantik und im Golf von Mexiko bremsen.
- Weder Russland noch die übrigen Opec-Länder würden einem Preiszerfall tatenlos zusehen, so lange Mengenbeschränkungen von 3–5% zu 50–100% höheren Erlösen führt.

Verlieren die arabischen Ölländer schrittweise ihre Souveränität, wächst die Gefahr einer islamistischen Radikalisierung mit Revolution und Bürgerkriegen, gefolgt von einem drastischen Rückgang der Exporte.¹⁰⁴ Ölpipelines sind vor Attentaten schwer zu schützen. Bei einem islamistischen Flächenbrand gegen die «Ungläubigen» würde Osama bin Laden seinem erklärten Ziel rasch näher kommen, den Ölpreis auf 144 \$ zu treiben. Die USA bewegen sich auf der Suche nach Öl in einem Weltmarkt. Sie konkurrieren dabei mit einer zunehmenden Zahl industrialisierter Länder. Es ist schwer vorstellbar, dass sich die USA einen geschützten Zugang zu billigem Erdöl verschaffen können, während die Mitbewerber aus Europa, China oder Japan höhere Weltmarktpreise bezahlen müssen. Die Eroberung des Iraks wird den American Way of Life nicht retten.

Teil 2



Inhalt Teil 2

1.	Ausgebremst, noch nicht ausgestanden	41
2.	Die Atom-Renaissance: Ein Phantom	43
3.	Trotz Staatshilfen nie wettbewerbsfähig	45
4.	Offene Netze bringen Transparenz und neue Anbieter	47
5.	Atom-Fiasko: Das Beispiel British Energy	49
6.	Windkraft schlägt Atomkraft	51
7.	Wie Atommeiler quersubventioniert werden	53
8.	Für Atommüllentsorgung fehlen Milliarden	55
9.	Unversichert in den nächsten Unfall	57
10.	Terror: Atomkraftwerke werden Atombomben	59
11.	Tschernobyl: wie die Internationalen Organisationen vertuschen	61
12.	Tschernobyl wütet weiter	63
13.	AKWs erzeugen Krebs: Indizien sind nicht widerlegt	65
14.	Atom-Filz: Das Beispiel Schweiz	67
15.	Misswirtschaft der Atomlobby kostet Milliarden	69
16.	So funktioniert der deutsche Atomausstieg	71
17.	Mit Atomkraft gegen CO ₂ -Emissionen: Die Rechnung geht nicht auf	73
18.	Atomenergie ist international zu ächten	75

Atomenergie: Kalkulierte Menschenopfer

«Die Ereignisse vom 11. September haben... ein völlig anderes Licht auf das Ausmass, die Eintrittswahrscheinlichkeit, die Bandbreite sowie die Cumulgefahr des Risikos für Versicherer geworfen. ...Die Mitglieder des Schweizer Pools für die Versicherung von Nuklearrisiken, sowie seine Rückversicherer sind sich bewusst, dass Nuklear-Risiken als Ziel-Risiken für Terrorismus betrachtet werden.»

Schreiben des Schweizer Pools für die Versicherung von Nuklearrisiken an den schweizerischen Bundesrat vom 30. April 2002

«Der Bundesrat hat eine Änderung der Kernenergiehaftpflichtverordnung (KHV) beschlossen.

Damit übernimmt der Bund neu die Deckung des Risikos für terroristische Gewaltakte (...).

Diese Herabsetzung ist eine Folge der Schwierigkeiten der Nuklearversicherer, das für die Deckung des Risikos von Terrorakten bestimmte Kapital bei zu bringen.»

Medienmitteilung des Schweizerischen Bundesrates vom 29. November 2002

Atomkraft tötet. Nicht nur das.

Atomenergie ist das grösste industrielle Fiasko der Nachkriegszeit.

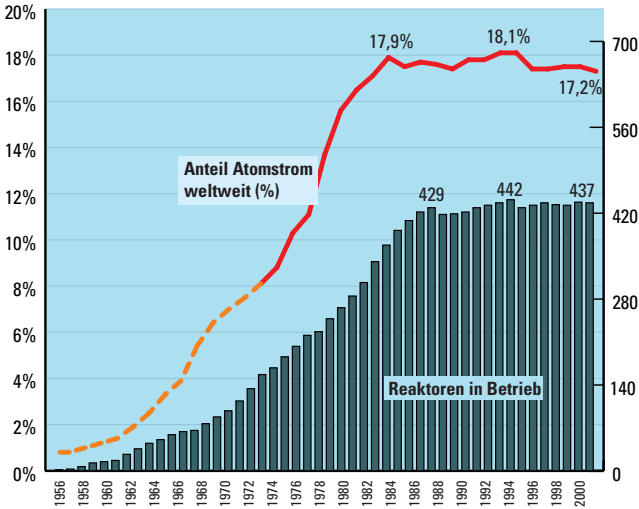
Gegen 150 Mrd. € an Forschungsgeldern und mindestens doppelt so viel an Quersubventionen aus übersetzten Stromtarifen wurden in den OECD-Ländern bisher aufgewendet, ungedeckte Entsorgungskosten nicht eingerechnet. Dazu kommen die Unfallkosten in Harrisburg, Tschernobyl, die Entseuchung alter Uranminen (z.B. Wismut) – nicht Milliarden, sondern Billionen an Kosten.

Atomkraftwerke sind teuer. Nirgends auf der Welt investieren unabhängige, private Investoren in diese Technologie. Sie hängt am Tropf von offenen und versteckten Subventionen und überhöhten Monopolgebühren.

Seit 1990 wurden 51 Reaktoren weltweit stillgelegt. Manche Länder haben den Ausstieg bereits vollzogen. Selbst die atomaren Hardliner Frankreich und Grossbritannien können sich der Attraktivität von erneuerbaren Energien nicht mehr verschliessen.

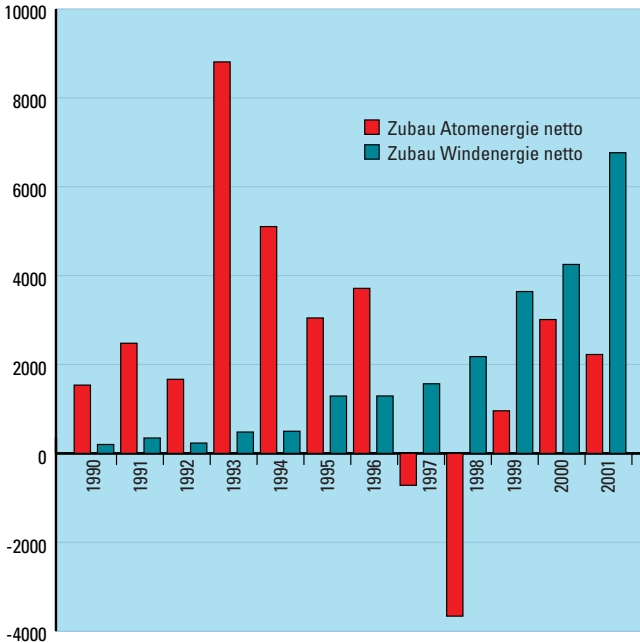
Doch in vielen Ländern funktioniert die Atomlobby noch immer wie ein Staat im Staat. Sie erpresst Regierungen, korrumpiert Politiker, finanziert Schmutzkampagnen gegen die erneuerbaren Energien und verteidigt ihre wahrhaft exklusiven Privilegien: unkontrollierter Zugriff auf Staatsgelder, Staatshaftung für Grossunfälle und ungedeckte Kosten der Entsorgung. Selbst bei einem raschen, globalen Atomausstieg besteht das Risiko von Unfällen und Terroranschlägen weiter. Die Erblast der radioaktiven Abfälle lastet auf Jahrtausende hinaus. Eine Bestandesaufnahme ohne Anspruch auf Vollständigkeit.

Atomstrom in Prozent Weiterzeugung Atomreaktoren in Betrieb 1956–2001



2.1 Atomstromanteil und Zahl der Atomreaktoren weltweit. Daten IAEA¹

Windkraft überholt Atomkraft, Nettozubau pro Jahr 1990–2001 in Megawatt



2.2 Windkraft überholt Atomkraft: Netto-Zubau (Inbetriebnahmen minus Stilllegungen) 1990-2001. Daten: IAEA , Windpower Monthly²

1. Ausgebremst, noch nicht ausgestanden

Der Anteil der Atomkraft an der weltweiten Stromerzeugung ist seit 1988 rückläufig. Er lag im Jahre 2001 noch bei 17,2%.³ Trotz viel Propaganda und staatlicher Förderung ist es auch der atomfreundlichen US-Regierung unter George W. Bush bisher nicht gelungen, private Investoren für den Bau auch nur eines einzigen neuen A-Werks zu finden. «*Will There be a New U.S. Reactor On-Line by 2020?*» fragt das US-Energieministerium in seinem jüngsten *Energy Outlook*: «*The answer is no...*»⁴. Beim Niedergang der Atomkraft lassen sich fünf Etappen unterscheiden:

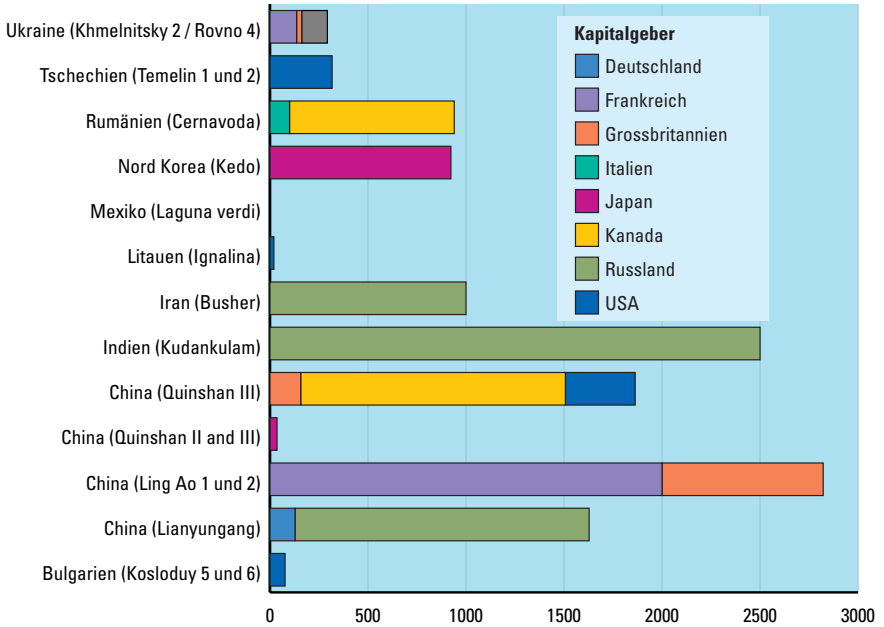
- Am Anfang mobilisierte der weltweite Widerstand gegen atomare Bewaffnung Hunderttausende von Menschen. Dieser Widerstand mündete schliesslich in den Kampf gegen Atomkraftwerke. In Österreich (Ausstiegsbeschluss 1978), Dänemark, Griechenland, Portugal und Irland gingen nie AKWs in Betrieb. Die Schweden beschlossen den Ausstieg in einer Volksabstimmung (1980).
- Massive Kostenüberschreitungen beim Bau von AKWS führten zu einem Bestellerückgang, insbesondere in den USA.
- Die Unfälle in Harrisburg (1979) und Tschernobyl (1986) bestätigten dann die Kritiker. Es folgten Ausstiegsbeschlüsse in Italien und Holland (1987), ein Moratorium in der Schweiz (1990) und Spanien (1994), Ausstiegsgesetze in Deutschland und Belgien (2002). In den meisten westlichen Ländern kam die Planung neuer A-Werke zum Stillstand.
- In den 90-er Jahren wurden die europäischen Strommärkte geöffnet und es entstand Wettbewerb. Nun verloren erst recht viele Investoren das Interesse an Atomkraftwerken – ihre Kosten waren viel zu hoch. Kein einziger internationaler Ölkonzern expandiert Richtung Atomenergie, Investitionen in Windkraft und Solartechnik werden bevorzugt.⁵
- Eine grosse Zahl alter AKWs erreicht bis 2010 das Ende der regulären Betriebsdauer. Viele dürften stillgelegt werden – aus Sicherheits- und aus Kostengründen, auch in Ländern, die bisher den Ausstieg noch nicht gesetzlich verankert haben.

Die weltweiten AKW-Kapazitäten wuchsen in den 90er Jahren noch um ca. 1% pro Jahr, vor allem dank Projekten, die lange vor «Tschernobyl» begonnen wurden.⁶

Vor 20 Jahren gab es sieben international aktive Anbieter von Atomreaktoren: Westinghouse, General Electric (GE), Combustion Engineering, Framatome, Siemens, Asea/BBC und AECL (Canada). Heute sind es noch zwei: British Nuclear Fuels (BNFL) und Framatome (F), beide in Staatseigentum und nur aktiv dank finanziellen Zuwendungen aus dem Staatsbudget.

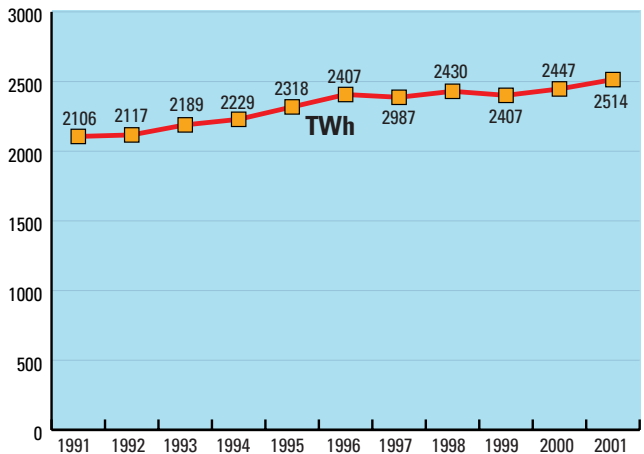
In den 90-er Jahren haben völlig neue Technologien Marktanteile gewonnen. Gasturbinen-Kombikraftwerke erreichen Wirkungsgrade bis zu 60% und galten lange als billigste Option. Solarstrom wuchs um ca. 20% jährlich, ist aber noch immer sehr teuer. Extrem stark expandierte die Windenergie: von 1997–2001 wurden 18'400 MW Windkraft erstellt, zehnmal so viel im Vergleich zu den 1813 MW Atomkraft (netto)⁷. Selbst wenn Windkraftwerke weniger Voll-Last-Stunden aufweisen als Atomkraftwerke, der Trend ist klar: Windstrom und Solartechnik sind ausgezogen, die Welt zu erobern. Sie werden sich durchsetzen. Der globale Rückbau der Atomkraft steht bevor.

Exportsubventionen finanzieren neue Atomkraftwerke



2.3 Exportsubventionen finanzieren neue Atomkraftwerke. Daten: NIRS⁹

Stromproduktion weltweit aus Atomkraftwerken



2.4 Stromproduktion weltweit aus Atomkraftwerken. Daten IAEA.⁸

2. Die Atom-Renaissance: Ein Phantom

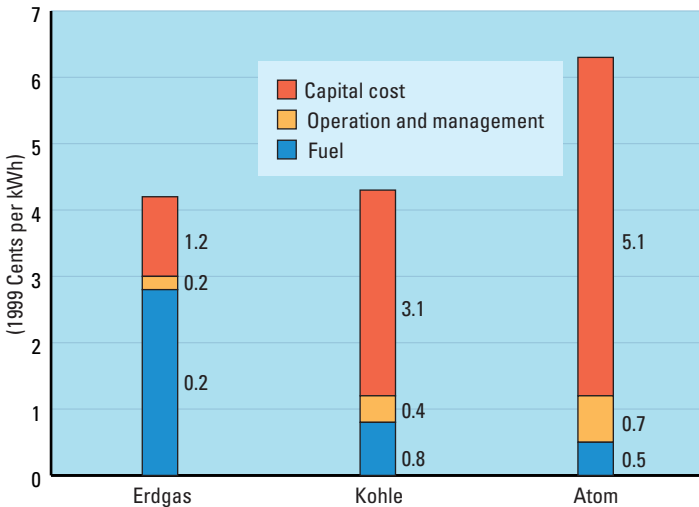
Die Atomkraft überwindete die Zeit nach Tschernobyl dank den Exportkrediten der Wirtschaftsministerien¹⁰, den Krediten der Europäischen Bank für Wiederaufbau (EBRD)¹¹, dank Euratom-Geldern¹² und dank Zweckentfremdung von Entwicklungshilfegeldern.^{13,14} Trotz den wiederkehrenden Ankündigungen einer Renaissance¹⁵ beschränkt sich ihre «Expansion» auf wenige, geschützte Nischenmärkte:

- Mehrere Werke wurden in Entwicklungsländern und in Osteuropa mit westlichen Kredithilfen fertiggebaut: Cernavoda (Rumänien), Temelin (Tschechien) und in der Ukraine (Khmelnitsky 2 und Rovno 4).
- In Ostasien (Korea, Japan China) wurden neue Werke nach planwirtschaftlichen Mustern von den staatlichen Monopolgesellschaften finanziert. Wettbewerb gibt es in diesen Ländern nicht; die Mehrkosten werden ungefragt auf die Kundschaft überwältigt, genauso wie bis vor kurzem in Westeuropa und den USA. Und auch hier sind hohe Exportsubventionen aus Steuergeld im Spiel: «Geheimhaltung und fehlende Rechenschaftspflicht der Exportkreditagenturen sind kennzeichnend für das Überleben der globalen Atomindustrie.»¹⁶
- Manche Länder benutzten die Atomenergie als Einstieg in die atomare Bewaffnung (Indien, Pakistan, Nord-Korea, Iran).
- Die Militärapparate (insbesondere in Frankreich, Grossbritannien, USA und Russland) gewähren den Atomanlagen nach wie vor Finanzhilfen. Und statt um echte Sicherheit besorgt zu sein spielen sie die Terror-Risiken für die Bevölkerung herunter.
- Uran-Brennstoffe werden vom Militär massiv verbilligt, so mit schöngefärbten Programmen zur «Vernichtung von waffenfähigem Material».¹⁷ Unter diesem Motto läuft die Wiederaufbereitung von Uran zu MOX-Brennstäben, was absurd ist, denn in La Hague wird ständig mehr waffenfähiges Plutonium extrahiert als verarbeitet werden kann.¹⁸

Ein grosses Sicherheitsproblem bilden in vielen Ländern die Altreaktoren. Es sind Werke der ersten Generation, die im Strommonopol (vor der Markttöffnung) quersubventioniert und abgeschrieben wurden. Sie sind heute schuldenfrei und bringen den Betreibern bei Stromknappheit oder hohen Gaspreisen grosse Gewinne. Wegen «Besitzstandsklauseln» gelten für sie häufig miserabelste Sicherheitsbestimmungen:

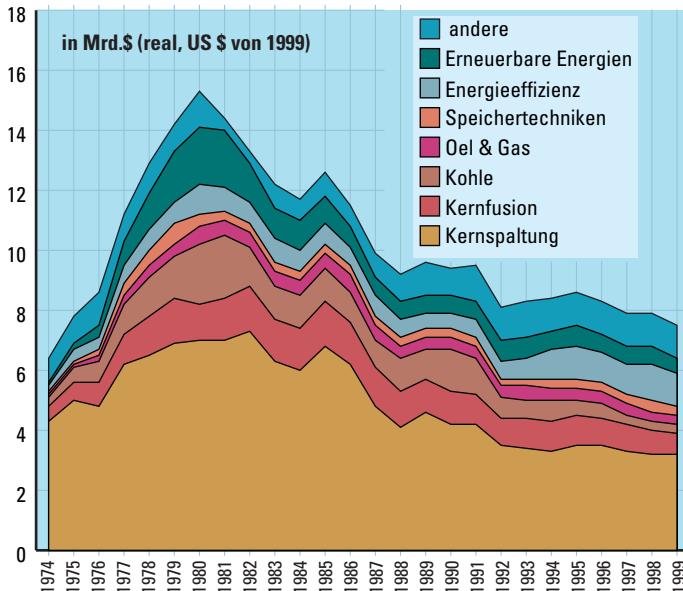
- Personal- und Brennstoffkosten betragen in diesen Werken häufig nur 2–3 Euro-Cents/kWh;¹⁹ in manchen Ländern (Finnland, Schweiz) wurden noch für 20- bis 30-jährige Reaktoren Leistungserhöhungen genehmigt, für die die Werke nie ausgelegt wurden.
- Die Toleranz der Aufsichtsbehörden gegenüber Rost und Rissen in Reaktorbehältern ist in den letzten Jahren ständig grösser geworden. Ein Beispiel ist der Druckwasser-Reaktor Besse-Davis (Ohio). Risse wurden so lange toleriert bis im Jahre 2002 der Reaktor barst und aus einem faustgrossen Loch im Primärkreislauf Kühlwasser austrat.²⁰ Eine Kernschmelze wurde knapp verhindert.
- Vorwiegend finanzielle Gründe sind massgeblich, dass solche Reaktoren weiterbetrieben werden, so auch in der Schweiz, wo in Mühleberg und Beznau meterlange Risse im Reaktormantel identifiziert worden sind.

Nuclear Power's Cost Advantages & Disadvantages



2.5 Wie es das US-Energieministerium sieht: Gestehungskosten für Atomstrom, Strom aus Erdgas und Kohle (2001/USA). Capital cost = Kapitalkosten; Operation and management = Betrieb und Unterhalt; Fuel: Brennstoffkosten. Daten DOE²¹

Energieforschungsbudgets in OECD-Ländern



2.6 Energieforschungsbudgets in OECD-Ländern. Daten: IEA²²

3. Trotz Staatshilfen nie wettbewerbsfähig

«Too cheap to meter» («zu billig für eine Rechnung») versprach die Atombranche in den sechziger Jahren. Doch Atomenergie war von Anfang an nicht konkurrenzfähig. Damit sich die Elektrizitätswirtschaft überhaupt darauf einliess, musste der Staat eine Reihe von geldwerten Garantien übernehmen:

1. Die Allgemeinheit bezahlte die gesamte Forschung, Entwicklung und Markteinführung über staatliche Subventionen oder Erhöhung der Stromtarife.²³
2. der Staat übernahm die Unfallkosten, indem er die Betreiber von der umfänglichen Haftpflicht bei Unfällen befreite.
3. der Staat bezahlt alle Eventualitäten bei der Entsorgung. Die Vorsorgebeiträge sind in den meisten Ländern ungenügend, um die langfristigen Kosten des Atommülls mit Sicherheit abzudecken.

Bereits die Forschungszuwendungen an die Atomenergie waren enorm hoch. 256 Mrd.\$ flossen von 1974 bis 1998 in den OECD-Ländern in Energieforschung, 60% davon oder 153 Mrd.\$ in die Kernforschung (Fission und Fusion). Das ergibt im Jahresdurchschnitt über 6 Mrd.\$.

Tabelle 1 Verteilung der Forschungsgelder in den OECD-Ländern nach Technologie²⁴

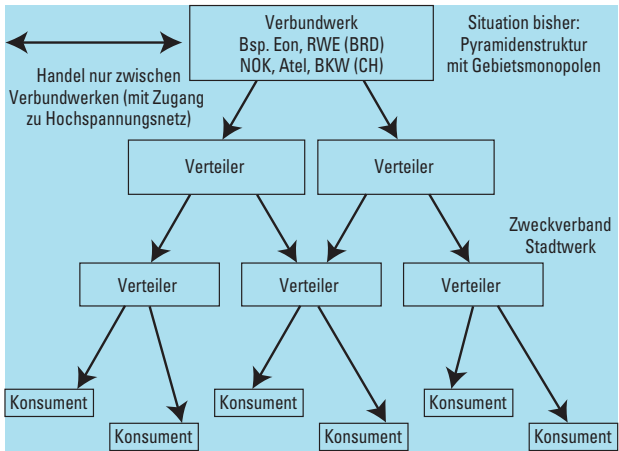
	Energie-Effizienz	Öl & Gas	Kohle	Erneuerbare Energien	Kern-spaltung	Kernfusion	Speicher-Techniken	Total	andere
1999	1141	256	268	536	3205	686	301	1127	7520
in%	15.2%	3.4%	3.6%	7.1%	42.6%	9.1%	4.0%	15.0%	100%

Im Jahre 1999 flossen noch immer 51,7% aller Forschungsgelder in die Atomforschung. Die erneuerbaren Energien erhalten 7% und die Erforschung der Energieeffizienz 15%.

Erst nach Tschernobyl wurde die Erkenntnis mehrheitsfähig, dass Energieeffizienz und erneuerbare Energien ökonomisch und ökologisch nachhaltige Beiträge zur künftigen Energieversorgung leisten können.²⁵ Viel zu lange produzierte die Forschung von erneuerbaren Energien auf Halde und konnte nicht von den Erfahrungen einer raschen industriellen Produktion profitieren. Erneuerbare Energien sind dezentral und passten nie ins Denk- und Marktkonzept der grossen Monopole. Deshalb werden sie bis heute verbissen bekämpft.

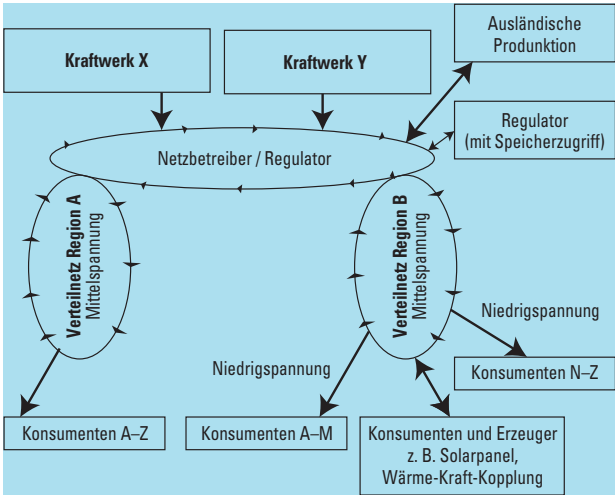
Viel schlimmer noch als die miserable Forschungsfinanzierung war die Ausgrenzung der Erneuerbaren im Strommarkt durch die Elektrizitätswirtschaft. Während Atomkraftwerke von Anfang an kostendeckende Abnahmeverträge erhielten, die weit über dem Marktpreis lagen, um die kommerzielle Nutzung voranzutreiben, überliess man die erneuerbaren Energien dem freien Markt der Bastler und Tüftler, förderte sie allenfalls durch Aufpreise, die man den Kunden weitergab (Solar- und Windstrombörsen) und verweigerte ihnen jahrzehntelang faire Vergütungen. Diese Auseinandersetzungen sind alles andere als beendet. Noch immer erschwert die Elektrizitätswirtschaft den Marktzugang für unabhängige Produzenten mit übersetzten Durchleitungsgebühren und anderen Schikanen.

Elektrizitätssektor als Monopol



2.7 Struktur Elektrizitätssektor als Monopol: Planwirtschaftliche Verhältnisse, ähnlich einer Kirchenhierarchie. Ein kleiner Kreis an der Spitze entschied allein über die Strombeschaffung und die Erzeugungstechnologie. (Eigene Grafik)

Stromversorgung mit offenen Netzen



2.8 Struktur mit offenem Strommarkt: Bei geöffneten Netzen können die Konsumenten den Anbieter wechseln, selber Strom kaufen, handeln oder einspeisen. Die Erzeuger stehen im Wettbewerb. Atomdefizite eines Anbieters können nicht mehr ungestraft auf die Unterlieger im Netz überwälzt werden, sondern führen zu Unternehmensverlusten. (Eigene Grafik)

4. Offene Netze bringen Transparenz und neue Anbieter

Erst die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft hat bewirkt, dass die Liebesaffäre mit der Atomkraft weiterzuführen. Unter wettbewerblichen Verhältnissen ist es viel schwieriger, Entschiede zugunsten der Atomtechnik durchzusetzen.

Unter dem alten Monopolregime – vor der Marktöffnung – entschied ein kleiner Kreis an der Spitze der Versorgungspyramide über die Strombeschaffung. Die Unterlieger – kleine Verteilwerke und Endkonsumenten – waren «gefangene Kunden», bezahlten häufig übersetzte Preise und hatten nichts zu entscheiden. Es herrschten planwirtschaftliche Verhältnisse und völlige Intransparenz der Kosten und Tarife.²⁶

Neue Kraftwerke konnten mit sehr langen Abschreibungsfristen kalkuliert werden. Niedrige Verzinsungen genügten (kalkuliert wurden 5–6%, wegen Baukostenüberschreitungen war die Rendite dann oft negativ) und die Defizite konnten ungestraft auf die Konsumenten überwälzt werden.

Beginnend in Grossbritannien und Norwegen wurden die Netze in den 90-er Jahren geöffnet. Die Europäische Union öffnete ab 1996. Seither kann eine steigende Zahl von Konsumenten den Stromlieferanten selber wählen, was zu massiven Veränderungen der Märkte geführt hat:

- Die Top-Down-Struktur (Abbildung 7), in der sich eine kleine Atom-Bürokratie über Volkswohl und Widerstand aus der Bevölkerung hinwegsetzte, wurde aufgebrochen.
- Teure Produktionsanlagen wurden durch billigere Konkurrenz unterboten. Überhöhte Tarife liessen sich nicht mehr so einfach auf die Konsumenten überwälzen.
- Die Baukosten konnten nicht mehr mit Abschreibungsfristen von 30–50 Jahre kalkuliert werden. Gefordert waren kostengünstige Techniken und Abschreibungshorizonte von 10–20 Jahren.
- Die Kapitalgeber verlangten wegen des grösseren Investitionsrisikos zudem Risikoprämien, was die Atomkraft zusätzlich unattraktiv machte.
- Seit «Tschernobyl» muss die Branche zudem jederzeit mit Betriebsschliessungen von Atomanlagen rechnen, sollten sich neue Unfälle ereignen.
- Die Summe dieser Veränderungen führte für die Atombranche zum K.O.-Schlag. Neue Werke konnten seither nur noch in der Nische subventionierter Staatsbetriebe erstellt werden (Vgl. Kap. 3).

Die Marktöffnung in der Europäischen Union ist noch nicht abgeschlossen. Es braucht eine faire Auftrennung (*Unbundling*) in Durchleitungskosten (=Netzgebühr) und Produktionskosten (= wettbewerblicher Preis) unter der Aufsicht eines unabhängigen Regulators. Zudem fehlt eine koordinierte Effizienzpolitik, die für Einsparungen auch «hinter dem Stecker» sorgt. Die auf Atomkraft fixierten Alt-Monopolisten kontrollieren noch immer die meisten Netze und verlangen übersetzte Netzgebühren. In Deutschland hat das Bundeskartellamt inzwischen ein Verfahren gegen *E.on* eingeleitet, eine der grossen deutschen Atombastionen, die durch ihre aggressiven Kampagnen gegen die grüne Konkurrenz auffällt, deren Strom sie neu gemäss EEG²⁷ fair vergüten muss.

Die EU-Stromliberalisierung geht weiter. Im November 2002 verabschiedete der Ministerrat die nächsten Reformen:

- Entflechtung der Übertragungs- und Verteilnetze
- Verhinderung von Quersubventionen für die Kraftwerke der Netzbetreiber
- Marktöffnung für gewerbliche Kunden bis 1. Juli 2004 und für alle Kunden bis 2007
- Kennzeichnung der Stromherkunft nach Energiequelle inkl. Angabe über CO₂-Emissionen und radioaktive Abfälle.



2.9 Sizewell B: Vom Steuerzahler finanziert und trotzdem unrentabel.



2.10 Sellafield: Belastet die Umwelt extrem und kostet die britischen Steuerzahler viele Milliarden £. Bilder Greenpeace.

5. Atom-Fiasko im offenen Strommarkt: Das Beispiel *British Energy*

Grossbritannien war eines der ersten Länder, das den Strommarkt öffnete und wettbewerblich organisierte. In den 90-er Jahren bewirkte dies einen *rush for gas*. Die Erzeugung wurde von der Kohle Richtung Erdgas verlagert und Dutzende uralter, ineffizienter Kohlekraftwerke wurden stillgelegt.

Noch entscheidendere Veränderungen spielten sich im Atomsektor ab:

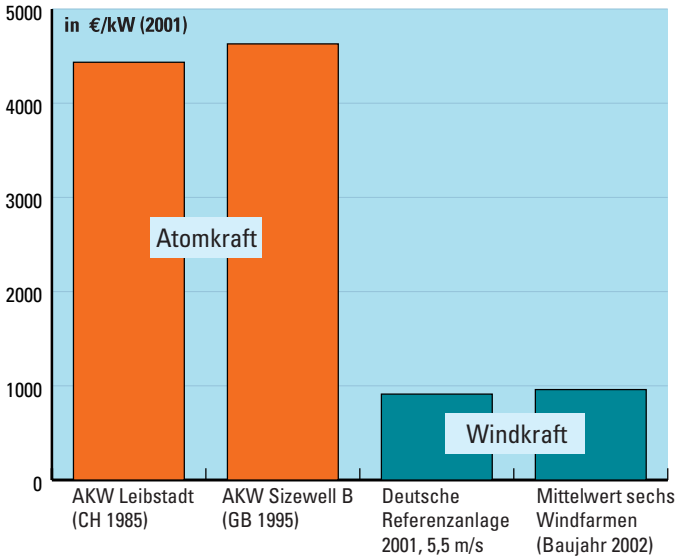
- Die englischen Atomkraftwerke erwiesen sich als unwirtschaftlich und liessen sich nicht privatisieren.
- Damit sie überhaupt weiter betrieben wurden, musste eine *non-fossil fuel obligation (NFFO)* eingeführt werden, die die Stromverteiler zur Abnahme von Atomstrom zwang.
- Zusätzlich wurde eine Umsatzabgabe von 10% auf sämtlichem Strom eingeführt (*Fossil Fuel Levy*), die zur Förderung des Atomstroms eingesetzt wurde.²⁸ Trotz diesen Massnahmen fanden sich noch immer keine Käufer für die AKWs.
- Erst als der Staat fast die gesamten Schulden der britischen AKWs übernahm, war die private *British Energy* in der Lage, acht der rentableren AKWs für ein Trinkgeld von 2,5 Mrd.£ (3,8 Mrd.€) zu übernehmen. Die verausgabten Baukosten dieser acht Werke bewegten sich in einer Grössenordnung von 25 Mrd.£. Zu diesen acht Werken gehörte auch das erst 1993 für 5,5 Mrd.£ fertiggestellte AKW Sizewell B.
- Die alten Magnox-Reaktoren blieben in staatlicher Hand, sie erwiesen sich bis heute als unverkäuflich.
- Der britische Staat finanzierte für «48 Mrd. £»²⁹ (73 Mrd.€) die Entsorgungskosten für den Atom Müll zusätzlich zur Entschuldung der privatisierten AKWs, und er deckt weiterhin auch die laufenden Defizite von BNFL (British Nuclear Fuel) von 200–300 Mio.€ pro Jahr.³⁰

Trotz diesen massiven Subventionen durch den britischen Staat rentierte *British Energy* nur vorübergehend gut. Im Herbst 2002 stand die Firma wiederum vor der Pleite, weil nicht einmal die niedrigen variablen Kosten der AKWs auf dem freien britischen Strommarkt erwirtschaftet wurden. Der britische Staat leistet weitere 3 Mrd.£ Soforthilfe (4,5 Mrd.€).³¹ Private Obligationäre mussten ihre Forderungen zu 75% abschreiben. Die eben erworbenen US-Atombeteiligungen – zuvor noch als «Renaissance der Atomkraft in USA» gefeiert – werden verkauft.³²

Der Werdegang der britischen Atomindustrie illustriert das Dilemma, in welches viele Politiker geraten. Die Defizite führen zu perversen Rollenkonflikten. Sie werden erpressbar:

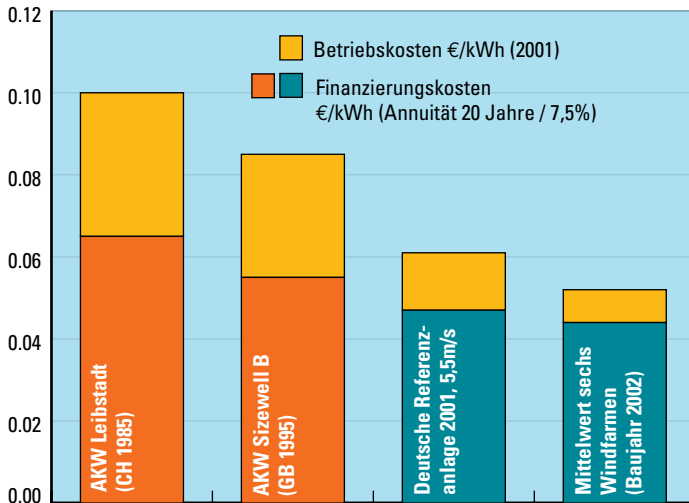
- Aus rein finanziellen Gründen werden Betriebsverlängerungen für Reaktoren genehmigt, die längst nicht mehr sicher sind.³³
- Regierungen und Völker werden nicht nur finanziell zu Geiseln der Atomwirtschaft. Bei einem hohen Atomstromanteil wie in Frankreich wird es auch nach einem Grossunfall nicht möglich sein, alle Werke stillzulegen, ohne dass es zu Versorgungsengpässen kommt.
- Die verantwortlichen Energieminister stammen nicht selten selber aus der Atomwirtschaft³⁴, oder der Staat ist an den Werken direkt oder indirekt beteiligt.³⁵
- Am Schluss zahlt der Staat dann doch. Die Sanierung der ostdeutschen «Wismut»-Uranbergwerke kostet den deutschen Staat 13 Mrd. DM, fünfmal mehr als das gewonnene Uran wert war.³⁶

Investitionskosten von Windkraft und Atomkraft



2.11 Der Erwerb von 1kW Leistung Atomkraft ist vier bis fünfmal teurer als Windkraft.³⁷

Stromkosten im Vergleich: Windkraft schlägt Atomkraft



2.12 Windkraft ist doppelt billiger als Atomkraft: bei den Investitionskosten und bei den Betriebskosten. Bei der Atomenergie sind nur die Betriebskosten eingerechnet, nicht jedoch die Entsorgungskosten, die vom Staat gedeckt (Sizewell B) bzw. gestundet wurden (Leibstadt).

6. Windkraft schlägt Atomkraft

Es gibt eine Vielzahl von Indizien, dass die Atomenergie heute nicht konkurrenzfähig ist und es auch in Zukunft nicht werden kann:

- Vergleicht man die reinen Investitionskosten €/SFr. pro kW, so sind neue Atomreaktoren etwa viermal so teuer wie Windkraftwerke und etwa 10-mal so teuer wie Erdgas-Kombikraftwerke.
- Dazu kommt, dass Atomkraftwerke höhere Betriebskosten aufweisen als die Windenergie. Vielfach sind es Kosten, die bei der Windenergie gar nicht erst vorkommen. Dazu zählen die Brennstoff- und Entsorgungskosten, die ständige Präsenz von gut ausgebildetem Personal und ein ganzer Apparat von Sicherheits- und Kontrollbehörden.
- Nicht eingerechnet sind die sozialisierten Kosten der Atomkraftwerke bei Unfällen, für Bewachung durch die Armee und die ungedeckten Entsorgungskosten der nächsten 100'000 Jahre.
- Atomenergie hat neben den Kosten eine Reihe weiterer, erheblicher Nachteile: längere Bau- und Genehmigungsfristen, Ungewissheit über die Höhe der Brennstoffkosten während der 30- bis 40-jährigen Betriebszeit und die bekannten Probleme mit Entsorgung, Terrorgefahr, Unfällen und zivilem Ungehorsam.

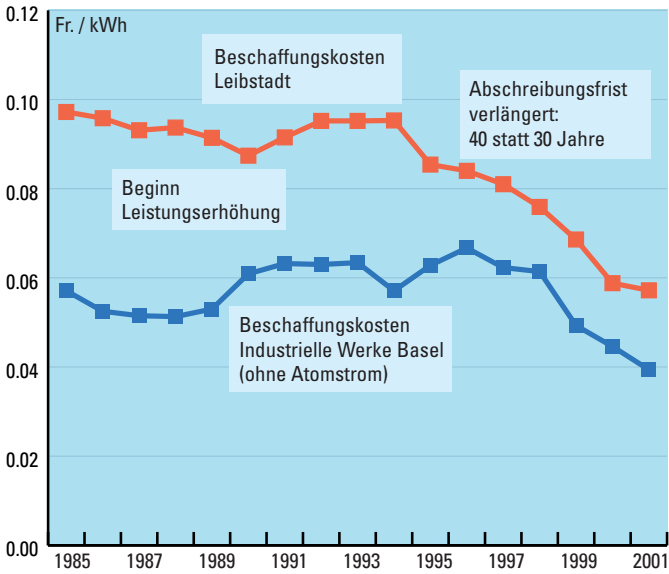
Um Kostenvergleiche zu «normalisieren», werden häufig nicht die Investitionskosten pro kW, sondern die Finanzierungs- und Betriebskosten für 1000 kWh (=1 MWh) Jahreserzeugung miteinander verglichen.

Auch bei diesem Vergleich zeigt sich die Überlegenheit der Windenergie, die sich wegen des sinkenden Kostentrends in den nächsten Jahren noch verstärken wird.

Tabelle 2 Erzeugungskosten im Vergleich: Windkraft und Atomkraft

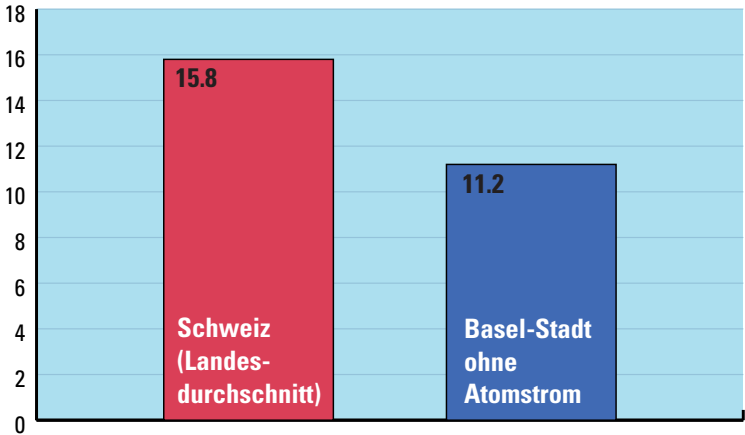
Kraftwerk	MW	Produktion MWh	Kosten €/kW	Kapazitätsfaktor	Investitionskosten €/MWh	Annuität €/kWh/a (20 Jahre/7,5%)	Betriebskosten €/kWh	Total Kosten €/kWh
Smöla (2002 Norwegen)	40	113'702	903	32.9%	18	0.031	0.007	0.038
Sotra (2002 Schottland)	17.2	48'892	1'010	32.9%	355	0.035	0.007	0.042
La Muela (2002 Spanien)	235	487'296	899	24.0%	434	0.043	0.010	0.052
Horns Rev (2002 offshore)	160	552'960	1'675	40.0%	485	0.048	0.006	0.053
Stengrund (2001 offshore)	10	24'192	1'150	28.0%	475	0.047	0.008	0.055
Middelgrund (2001 offshore)	40	99'000	1'250	28.6%	505	0.050	0.008	0.058
King Mountain (2002 Texas)	278	547'638	1'000	22.8%	508	0.050	0.010	0.060
Le Nordais (2002 Canada)	100	196'992	1'073	22.8%	45	0.053	0.010	0.063
AKW Sizewell B (GB 1995)	1188	8'845'848	4'630	95.0%	564	0.055	0.030	0.085
AKW Leibstadt (CH 1985)	1000	7'446'000	4'435	78.0%	658	0.065	0.035	0.100

Leibstadt: 4 Milliarden Verluste in 18 Jahren



2.13 Atomkraftwerk Leibstadt: Noch nie wirtschaftlich Strom produziert.

Strompreise 2000 in Rappen/kWh



2.14 Atom-Mix 41% teurer als atomfreie Versorger. Der Kanton Basel-Stadt hat als einziger auf Atomstrom ganz verzichtet.

7. Die ungedeckten Kosten: Wie Atommeiler quersubventioniert werden

Die Atombranche verschweigt, welche milliardenschweren Quersubventionen sie sich selber aus Monopolтарifen zuschanzte. Dies kann anhand der Betriebsdaten des Atomkraftwerks Leibstadt (eröffnet 1984) gezeigt werden.

- 1984 nahm Leibstadt die Produktion zu Gestehungskosten von 9,7 Rp./kWh auf. (das entspräche 13 Rp./kWh, in SFr. von 2001).³⁹
- Die Entsorgungskosten für Leibstadt wurden auf 4,7 Mrd. SFr./3,13 Mrd. € kalkuliert, was weitere rund 1,5 Rp./kWh Mehrkosten verursacht. Diese Kosten sind bis heute zum grossen Teil nicht in der Betriebsrechnung zu finden.⁴⁰
- Misst man die Leibstadt-Kosten an den Gestehungskosten eines Schweizer Stromversorgers ohne Atomkraft (Basel-Stadt), so belaufen sich die Verluste seit 1984 auf 4,0 Mrd. SFr. (2,7 Mrd.). Dies entspricht jährlichen Mehrkosten von über 250 Millionen Franken oder pro Kopf und Jahr 33 SFr.; hochgerechnet auf alle Schweizer AKWs ergibt sich für Atomförderung ein Aufpreis von rund 100 SFr. pro Kopf und Jahr (66 €/Jahr). Zum Vergleich: Im Jahre 2002 verteuerte die deutsche Einspeisevergütung für erneuerbare Energien die Stromrechnungen pro Kopf um 4.08 €³⁸; die Schweizerinnen und Schweizer zahlen rund 25 mal mehr für Atomförderung als die Deutschen für ihr erfolgreiches Erneuerbare-Energien-Programm. Der Strom aus Leibstadt wurde als Mix gemeinsam mit der Elektrizität aus alten, abgeschriebenen Wasserkraftwerken verkauft; letztere produzieren zu Gestehungskosten von 1–4 Euro-Cents/kWh (gerechnet auf gesamte Lebensdauer). So wurden die Leibstadt-Mehrkosten statistisch versteckt.⁴¹

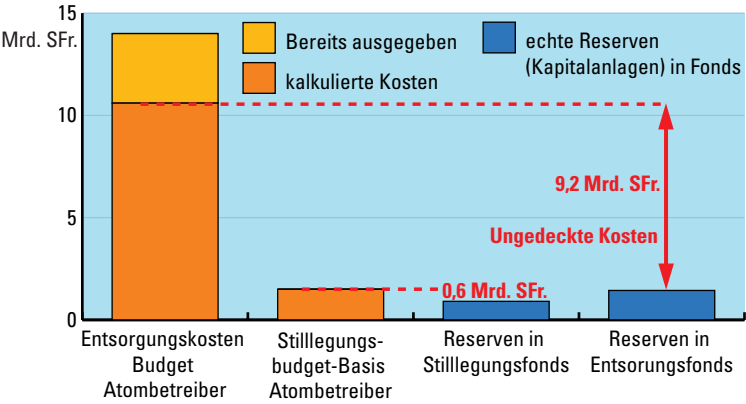
Das finanzielle Debakel blieb wegen der Marktöffnung nicht völlig verborgen. Es belastete vor allem jene Beteiligten, die ihren Strom in geöffneten Märkten verkaufen mussten. «Im vollständig liberalisierten deutschen Markt... besteht keine Aussicht, die Energie aus Leibstadt kostendeckend zu verkaufen», kommentierte die Neue Zürcher Zeitung.⁴² Im Jahre 1999 bezahlte deshalb die *Kraftübertragungswerke Rheinfelden AG* (KWR) 120 Mio. DM, um ihren 5-%-Anteil an Leibstadt zu verkaufen,⁴³ ebenso die Schweizerischen Bundesbahnen (SBB). Damit sind die finanziellen Belastungen keineswegs beseitigt:

- Um Leibstadt finanziell zu retten, wurde die Schweizer Regierung massiv unter Druck gesetzt. Leibstadt erhielt die Erlaubnis, seine elektrische Leistung um über 15% auf über 1150 MW zu erhöhen⁴⁴. Für diese Leistung war Leibstadt aber nie ausgelegt.
- Die Landesregierung stundete die Beiträge in den Entsorgungskostenfonds bis zum Jahre 2009.⁴⁵
- Personal wurde eingespart, die Zahl der Schichten reduziert. Zwei Operateure fälschten Sicherheitsberichte. Es gab mehrere Brände und «Defizite in der Sicherheitskultur», wie die Schweizer Aufsichtsbehörde (HSK) rügte.
- Im Jahre 2000 wurden die durchschnittlichen Gestehungskosten von 6,88 Rp./kWh auf 5,95 Rp. gedrückt. Erreicht wurde die «mirakulöse Kostensenkung» (NZZ) um fast 1 Rp./kWh durch die Verlängerung der Abschreibungszeit von 30 auf 40 Jahre.⁴⁶

Untersuchungen zeigen, dass die Situation von Leibstadt keineswegs einmalig ist. Auch das AKW Mühleberg rentierte nicht. Fast die gesamte Produktion wird von den Bernischen Kraftwerken unter Gestehungskosten an Dritte verkauft.⁴⁷

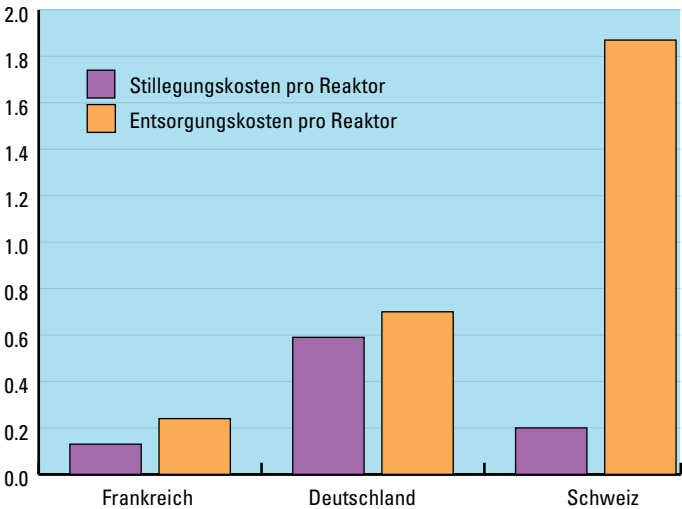
Jene Kantone in der Schweiz, die sich nie an Atomkraftwerken beteiligten, konnten sehr viel Geld sparen. In Basel-Stadt liegen die Stromtarife heute 41% unter dem Schweizer Durchschnitt, Haushalte und Wirtschaft des Stadtkantons mit 200'000 Einwohnern sparen pro Jahr über 70 Mio. Fr. (47 Mio. €). Die ganze Schweiz hätte dank der Wasserkraft viel billigere Stromtarife, wenn das Abenteuer Atomkraft nie begonnen worden wäre.

Atom-Entsorgungskosten und echte Reserven: Es fehlen Milliarden



2.15 Entsorgungskosten und Reserven in der Schweiz: Nach Schätzung der Betreiber fehlen heute gegen 10 Milliarden SFr. an Reserven (rund 6 Mrd.€). Geldmittel für die Kontrolle der Lager oder für Sanierungen sind nicht vorhanden. Daten BFE

Budgetierte Kosten der Nachsorge in drei Ländern



2.16 Budgetierte Kosten der Nachsorge in drei Ländern; Daten: Bundesamt für Energie, Der Spiegel⁴⁸

8. *Die ungedeckten Kosten (2):* Für die Atommüllentsorgung fehlen Milliarden

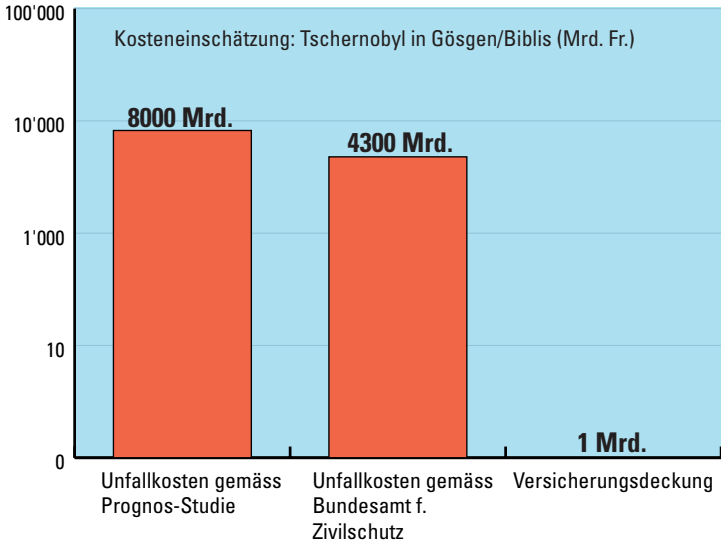
«Wer radioaktive Abfälle erzeugt, hat auf eigene Kosten für deren sichere Beseitigung zu sorgen», heisst es im Schweizer Atomgesetz⁴⁹. Doch die Kostendeckung ist lückenhaft. Die Betreiber setzen bewusst auf Zeit, vertagen die Finanzierung,⁵⁰ kalkulieren die Kosten klein, und die Aufsichtsbehörden bleiben oft untätig. Radioaktive Abfälle auf Dauer sicher von der Biosphäre abzuschirmen ist teuer und mit Risiken verbunden. Plutonium-239 weist eine Halbwertszeit von 24'360 Jahren auf, andere Isotope von bis zu 16 Millionen Jahren. Diese historisch gesehen beispiellose Erblast führt zur Umverteilung von Realeinkommen: nachfolgende Generationen müssen für Kosten aufkommen, ohne je einen Nutzen daraus zu ziehen.⁵¹

Bei der Kalkulation der Stilllegungs- und Entsorgungskosten trifft man auf Lücken und Widersprüche:

- Die Schweizer Atombetreiber schätzen die Gesamtkosten für fünf Reaktoren auf 16,2 Mrd. SFr.,⁵² (11 Mrd.€), revidierten den Betrag seither aber auf Basis von nicht publizierten Grundlagen nach unten.⁵³
- Ende 2001 standen bei budgetierten Restkosten von 12.1 Mrd. SFr. für die gesamte Entsorgung (Kalkulation der Betreiber) echte Reserven in den Bundesfonds von gerade einmal 2,38 Mrd. SFr. gegenüber – ein Deckungsgrad von 20% nach Ablauf von 58% der von den Behörden kalkulierten Betriebszeit (40 Jahre).
- Erst nach vierzig Betriebsjahren müssen die Stilllegungs- und Entsorgungskosten vollständig in bar eingebracht sein. In der Zwischenzeit verbreiten die Betreiber regelmässig irreführende Jubelmeldungen, die Höhe der *Rückstellungen* habe das eigentliche Ziel weit überschritten. «Rückstellungen» sind aber nicht geldwerte Kapitalanlagen, sondern buchhalterische Verpflichtungen auf der Passivseite der Bilanz. Ihnen steht meist nur die Aktivierung unverkäuflicher Atomanlagen auf der Aktivseite gegenüber.⁵⁴
- Bei einer vorzeitigen Stilllegung, einem Unfall oder bei tiefen Preisen auf dem europäischen Markt sind die Mittel nicht verfügbar und die Kosten fallen an den Staat.⁵⁵ Und ob die heutigen Kalkulationen in ferner Zukunft die Kosten decken, werden wir nie erfahren.

In Deutschland und Frankreich ist die Entsorgungsfinanzierung noch schlechter geregelt als in der Schweiz, denn die Reserven stecken ganz im Vermögen der Stromkonzerne.⁵⁶ Bei Kapitalverlusten, wie sie die Stromkonzerne RWE und VEBa 1999 erlitten, als sie ihre Telefiontochter Otelo mit Verlust verkauften, bei einem Atomunfall oder Konkurs sind die Mittel für Entsorgung verloren.⁵⁷ Die Europäische Union ist inzwischen bestrebt, die Gelder in Fonds einzubringen, die nicht mit dem Atomgeschäft verquickt sind.⁵⁸

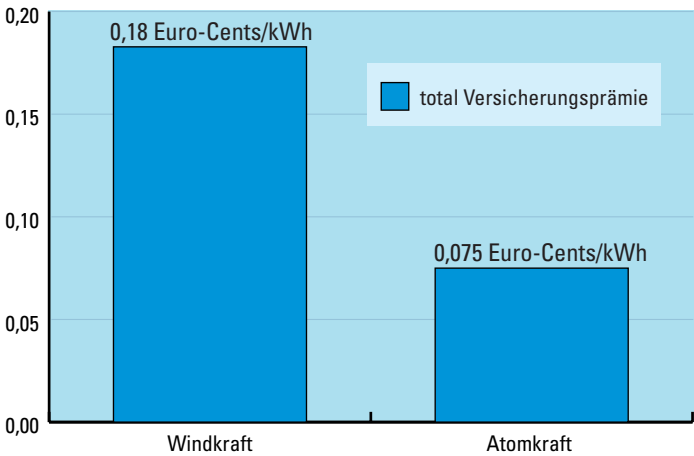
Keine Versicherungsdeckung bei grösseren Unfällen



2.17 Die Versicherungspflicht deckt weniger als 1 Promille der Kosten.

Daten: Prognos 1992/ Bundesamt für Zivilschutz

Versicherungsprämien: Befreiung von Atomhaftpflicht benachteiligt Windkraft



2.18 Ein Windmüller zahlt eine höhere Versicherungsprämie als ein Atomkraftwerk, weil er für alle Schäden eines Unfalls aufkommt. Daten (Wind) DEWI⁵⁹ / Schweizerisches Bundesamt für Energie

9. *Die ungedeckten Kosten (3):* **Unversichert in den nächsten Unfall**

Jeder Automobilist in der Schweiz haftet bei einem Unfall *unbegrenzt* für Schäden, die er verursacht. Nicht so die Atombranche. Ihr wird der grösste Teil der Haftpflicht vom Staat geschenkt. Dies führt zu einer enormen Marktverzerrung – zum Nachteil der erneuerbaren Energien (z.B. Sonnenkollektoren und Windkraftwerke), die kaum externe Kosten aufweisen.

In Deutschland beträgt die Haftungsdeckung seit kurzem 2,5 Mrd. € (früher 0,25 Mrd. €), in der Schweiz 1 Mrd. SFr. (0,66 Mrd.€), in Grossbritannien nur 35 Mio.€ , in Frankreich 100 Mio. €.⁶⁰ Darüber hinausgehende Unfallkosten trägt der Staat bzw. die Allgemeinheit.⁶¹ Die zwischenstaatliche Haftung ist auf 360 Mio.€ begrenzt.⁶²

Die Risikostudie der Gesellschaft für Reaktorsicherheit berechnet die Wahrscheinlichkeit eines grössten annehmbaren Unfalls (Super-GAU) durch technisches Versagen am Beispiel des Atomkraftwerks Biblis mit einmal in 33 000 Betriebsjahren⁶³ Eine Katastrophe ist demnach kein vernachlässigbares «Restrisiko», sondern ein Ereignis mit zig-tausenden Toten, mit dem man rechnen muss:

- «20 Reaktoren schaffen in einem Kalenderjahr 20 Reaktorbetriebsjahre. Sind 20 Reaktoren 40 Jahre in Betrieb, handelt es sich um 800 Reaktorbetriebsjahre und die o.g. Unfallwahrscheinlichkeit beläuft sich auf 2,5%.
- Für die 200 Reaktoren in Europa liegt die Wahrscheinlichkeit mindestens zehnmal so hoch. Der SuperGAU kann also auch schon morgen eintreten.»⁶⁴
- Unfälle durch menschliches Versagen, Sabotage oder Computercrash wurden dabei nicht mitgerechnet. Seit den Terroranschlägen vom 11. September 2001 ist das Risiko von Flugzeugabstürzen auf Atomkraftwerke völlig unkalkulierbar geworden. Die Schweizer Versicherungen haben sich im November 2002 von der Haftung bei Terroranschlägen entbinden lassen. Seither haftet in noch grösserem Umfang der Staat für die – ohnehin geringe – Schadensdeckung.⁶⁵ Was ein Atomunfall in Mitteleuropa bedeutet, wurde vom schweizerischen Bundesamt für Zivilschutz (BfZ)⁶⁶ und von der Firma Prognos⁶⁷ mit in der Summe recht ähnlichen, bei der Schadensgewichtung aber sehr unterschiedlichen Bewertungen ausgerechnet:
- BfZ: Gesamtschaden 4200–4300 Milliarden Franken, davon 4000 Mrd. SFr. (2666 Mrd.€) für «geschädigte Lebensgrundlagen» auf 20'000 km², «Sachschäden» mit 100 Milliarden Franken und, «physisch Geschädigte» (sprich: 100'000 Tote und radioaktiv Verseuchte) mit nur 100–200 Milliarden Franken. Die Schweiz wäre ruiniert.⁶⁸
- Prognos: Gesamtschäden 10'700 Milliarden DM (5350 Mrd.€). Fläche dauerhafter Evakuierung von 10'000 km². Mehrere Millionen Umsiedlungen, Personenschäden (Krankheit und Tod) von 10'466 Milliarden Sachschäden in Höhe von 231 Milliarden DM.

Eberhard Moths, im deutschen Wirtschaftsministerium unter Jürgen Möllemann (FDP) für langfristige Energiefragen zuständig, rechnete aus: «Nur für die jährliche Risikoversicherung wären mehr als 500 Milliarden Mark auf die Stromrechnung draufzuzahlen.» Das wäre, so Moths, «ein Aufschlag von 3,60 Mark je Kilowattstunde.»⁶⁹



2.19 Die Wunschträume der Armee: : «Absicht eindeutig erkannt» – Feuerentscheid 10–12 Sekunden vor Aufprall gemäss... Kriterien «Treffer 8–10 Sekunden vor Aufprall – sofortige Explosion.» Aus: Schweizer Soldat 11/02

«Der Feuerentscheid wird 10 bis 12 Sekunden vor dem Aufprall getroffen. Das Flugzeug oder ein Flugkörper wird 8–10 Sekunden vor dem Aufprall von den hochexplosiven 35-mm-Minenbrandgeschossen zur Explosion gebracht. Dieses Abwehrsystem muss in die zivile und militärische Luftkontrolle eingebunden, die Entscheidkompetenz klar geregelt werden.» (Schweizer Soldat 11/02)



2.20 «Skyshield 35» ist das von Schweizer Offizieren vorgeschlagene Flugabwehrsystem, das die Atomkraftwerke von terroristischen Angriffen schützen soll.

10. Terror: Atomkraftwerke werden Atombomben

Die Terroranschläge vom 11. September 2001 stellen die Atombranche vor ein unlösbares Problem: Dieses Risiko wurde nie einkalkuliert. Alle Risikostudien über Atomunfälle sind damit Makulatur geworden.⁷⁰ Keines der derzeit betriebenen Atomkraftwerke bietet sicheren Schutz gegen Flugzeugabstürze, so der Chef der deutschen Reaktorsicherheit, Lothar Hahn.⁷¹ Er verweist zudem darauf, dass ein Super-GAU auch beim Treffen von kaum geschützten Nebengebäuden ausgelöst werden kann.⁷² In den schlecht geschützten Kühlbecken von La Hague lagern 7500 Tonnen abgebrannte Brennstäbe, die allein 7,58 Tonnen Cäsium enthalten «das 287-fache jener 26,4 Kilogramm, die in Tschernobyl freigesetzt wurden», so «Le Monde» und für diesen Fall werden «bis zu 1,5 Millionen Krebstote» befürchtet.⁷³

Viele Aufsichtsbehörden haben über das Terrorrisiko höchst unklar informiert.⁷⁴ «Krieg und terroristische Angriffe klammern wir in unseren Betrachtungen weiterhin aus», erklärte die Schweizer HSK ein Jahr nach dem 11. September.⁷⁵ Das ist eine krasse Rechtsverletzung, denn das Schweizer Strahlenschutzgesetz schreibt vor:

- *Abs. 3.3 Dosen bei Zwischenfällen und Unfällen:* «Ein Kernkraftwerk ist so auszulegen, dass... bei einem Unfall nach konservativer Berechnung für Einzelpersonen der Bevölkerung in der Umgebung keine höhere Dosis als 100 mSv erwartet wird.»⁷⁶ Kein Schweizer AKW erfüllt diese Norm.⁷⁷
- Von Gesetzes wegen müssten die bestehenden Werke geschlossen, das gefährliche Material unterirdisch verbracht werden.

Am 15. September 2002 wurden zwei Pakistani an der Schweizer Grenze festgehalten, bei denen die Grenzpolizei geographische Aufzeichnungen über das AKW Gösgen fand. Die beiden wurden wieder laufen gelassen, denn es handle sich «nicht um Terroristen, sondern vermutlich um Vorläufer», wie die Schweizer Polizei lakonisch festhielt.⁷⁸

Auch die Militärs im schweizerischen Departement für Bevölkerungsschutz (VBS) vernachlässigen ihre Kernaufgabe, den Schutz der Bevölkerung. In einer Untersuchung aus dem Jahr 2000 kam das schweizerische Verteidigungsministerium zur Schlussfolgerung, dass Nuklear-Terrorismus «als Mittel des politischen Kampfes... oder als irrationales Handeln von Extremisten und Fanatikern in jedem Fall eine ernstzunehmende Bedrohung für moderne Industriestaaten darstellt, also grundsätzlich auch für die Schweiz.»⁷⁹

In der Öffentlichkeit jedoch denunzieren hohe Offiziere die atomkritischen Stimmen, sie würden im Parlament «in den schrillsten Tönen» von Gefahren sprechen, «unbekümmert um die volkswirtschaftlichen Konsequenzen [eines Ausstiegs] und der daraus resultierenden vermehrten Abhängigkeit von fossilen Energieträgern».⁸⁰ Statt einer Schliessung der A-Werke mit miserablen Containment setzt die Armeespitze auf Aufrüstung:

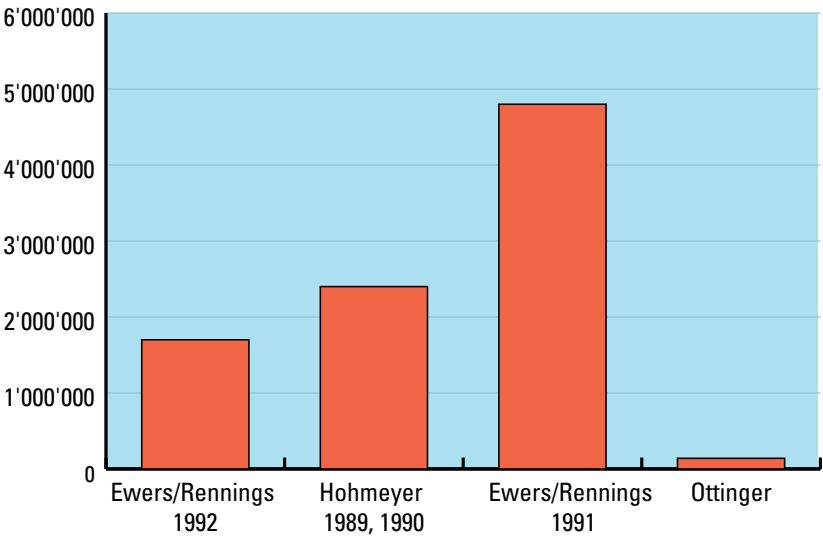
- «Es gibt eine Lösung», schlägt ein Divisionär Dominique Brunner in der Zeitschrift «Schweizer Soldat» vor: das von Oerlikon-Contraves entwickelte, in den USA und Deutschland auf Interesse stossende System «Skyshield 35», radargesteuerte Schnellfeuerkanonen 35 mm, die 16 hochexplosive Granaten pro Sekunde «präzise verschiessen».
- «Das Waffensystem muss nicht bemannt sein, es kann ferngesteuert eingesetzt werden. Es wird in der Nähe des zu schützenden Objektes getarnt aufgestellt.» Brunner ortet das «komplexere Problem im Zeitpunkt des Abschusses. Dass der Entscheid, den Abschuss anzuordnen, äusserst schwierig wäre, liegt auf der Hand.»

Alle Schweizer AKWs liegen in der Nähe von Flugplätzen oder werden täglich direkt überflogen. Wie wird verhindert, dass ein Flugzeug abgeschossen wird, das sich verirrt hat, oder das sich im Warteraum über einem AKW befindet? Wie kommt ein Militär darauf, dass Terroristen ihre Angriffe auf ein Atomkraftwerk vorgängig anmelden, wenn dann doch ein Angriff geflogen würde? Offenbar hat die Schweizer Armee aus politischen Rücksichten den Schutz der Bevölkerung aus den Augen verloren.



2.21 Tschernobyl: Kontaminierte Gebiete in der näheren Umgebung.
Daten: Chernobyl Disaster Maps⁸¹

Anzahl Krebstote bei einem grossen Atomunfall in Westeuropa



2.22 Opferzahlen bei einem Grossunfall. Daten: Bundesumweltministerium 1999⁸²

11. Tschernobyl: wie die Internationalen Organisationen vertuschen

Viele Menschen sind sich heute kaum mehr bewusst, was beim Unfall von Tschernobyl genau passiert ist. Dies ist nicht verwunderlich, denn die international organisierte Atomlobby, vor allem die IAEA⁸³ und die ukrainischen Regierungsstellen verhindern gründliche Untersuchungen systematisch. Sie stellen sich bis heute auf den absurden Standpunkt, es gebe in Tschernobyl keine Leukämie oder sonstigen signifikanten Zunahmen von Krebserkrankungen. Die Gründe dafür sind einsichtig: 1986 erklärte der damalige IAEA-Generaldirektor, «angesichts der Wichtigkeit der Atomenergie könne die Welt jährlich einen Unfall des Typs Tschernobyl verkraften».⁸⁴ Auch 1991 erklärte die IAEA, die Schäden in Tschernobyl seien «eher psychologischer Art».⁸⁵

Die Schweizer Sektion der «Ärzte für Soziale Verantwortung (PSR/IPPNW)» spricht, gestützt auf die herausragenden Recherchen von Professor Michel Fernex und seiner Frau Solange Fernex, grüne Europa-Parlamentarierin, von einer «Knebelung» der Weltgesundheitsorganisation WHO. Ende der fünfziger Jahre hat die IAEA die WHO vertraglich dazu verpflichtet, sich künftig in heiklen Strahlenschutzfragen nicht mehr öffentlich zu äussern.

- Seither werden die gesundheitlichen Risiken, die die kommerzielle Nutzung der Atomenergie allenfalls mit sich bringt, vom Nuklearpromotor IAEA selbst «überwacht» beziehungsweise «erforscht» – und nicht mehr von unabhängigen medizinischen Behörden.⁸⁶
- Das Abkommen verfügt implizit, dass Forschungsprojekte – deren Resultate potentiell die Förderung der Atomindustrie behindern könnten – entweder gar nicht oder nur noch von der IAEA gemeinsam mit der WHO durchgeführt werden. Die IAEA fürchtet zurecht, dass sich ein aufgeklärtes Publikum der Atomenergie entgegenstellen könnte, und legt deshalb im erwähnten Abkommen fest: «Die IAEA und die WHO sind sich bewusst, dass es notwendig sein könnte, restriktive Massnahmen zu treffen, um den vertraulichen Charakter gewisser ausgetauschter Informationen zu wahren (...).» Dabei geht es vor allem darum, dass als vertraulich deklarierte Daten auch wirklich geheim bleiben.⁸⁷

Frisierte Studien

Die Atomlobby hindert Wissenschaftler daran, zu forschen und zu publizieren, sofern ihre Ergebnisse nicht «günstig» ausfallen. J.-F. Viel, Professor für Epidemiologie, beschreibt, wie man auf Wunsch «günstige» Forschungsergebnisse produzieren kann^{88, 89}: «Es gibt Methoden, die es erlauben, willkürlich negative Ergebnisse zu erzielen, indem man methodologische Fehler in die Forschungsprotokolle einbaut: beispielsweise – wenn man die Krebshäufigkeit studieren möchte – nur auf die Mortalität (Anzahl Todesfälle) abstützt und nicht die Morbidität (Anzahl Erkrankungen), indem man einen Beobachtungszeitraum von beispielsweise zehn Jahren untersucht.»⁹⁰



2.23 600'000 Liquidatoren zogen sich bei den Aufräumarbeiten schwerste Verstrahlungen zu. In jüngster Zeit leiden vor allem Kinder. Bilder: Bürgerinitiative Amberg



2.24 Der vierte Block des Reaktors von Tschernobyl, der am 26. April 1986 durch eine nukleare Explosion völlig zerstört wurde.

12. Tschernobyl wütet weiter

Hier einige Fakten zu Tschernobyl⁹¹:

- «50 Tonnen radioaktiver Staub verteilte sich 1986 über ein Gebiet von 360'000 km², und 4,9 Millionen Menschen wurden Strahlen ausgesetzt.»⁹²
- Die radioaktiven Emissionen in Tschernobyl (100 Mio. Curies) waren sieben Millionen mal höher als beim Unfall von 1979 in Harrisburg (AKW Three Miles Island). In Harrisburg wurde ein Anstieg der Leukämiefälle gemessen, in Tschernobyl wird dies von der IAEA bis heute bestritten.⁹³
- Im Verwaltungsgebiet Gomel (Weissrussland) ist «in der Altersstufe von 0 bis 18 Jahren die Summe der jährlichen Neuerkrankungen an Schilddrüsenkrebs 58-fach höher als vor dem Unfall.»⁹⁴
- Unmittelbar nach dem Unfall starben 31 Angestellte des Kraftwerks. Von den 860'000 Menschen, die bei den Lösch- und Aufräumarbeiten eingesetzt wurden, sind inzwischen 55'000 gestorben.⁹⁵
- 500'000 Kinder und 2 Millionen Erwachsene leben heute in verseuchten Gebieten und nehmen mit der Nahrung ständig radioaktive Nuklide auf, insb. Caesium 137.⁹⁶

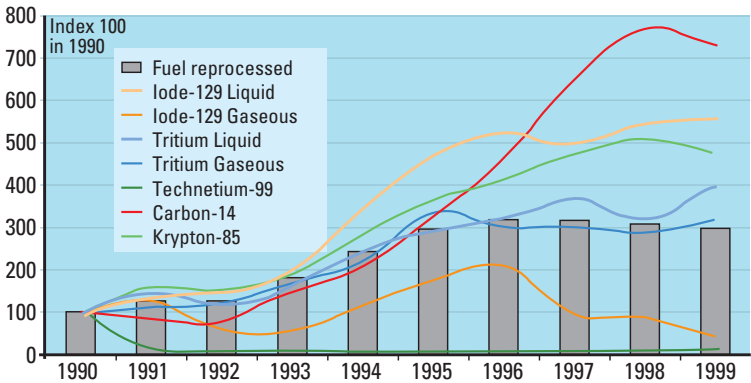
Einen Schock löste die Vielzahl epidemiologisch gesicherter Daten aus, die seit der WHO-Konferenz über Tschernobyl (1995) publiziert wurden:⁹⁷

- das Auftreten einzelner Krebsarten übersteigt die Prognosen der «offiziellen» Radiologie um ein Vielfaches («several ten times higher than what was believed by official medicine»);⁹⁸
- Mehr als die Hälfte aller Kinder, die in den verseuchten Gebieten geboren werden, sind geistig zurückgeblieben. Immunschwäche und Zellveränderungen sind heute unzweifelhaft erfasst, ebenso die polymorbiden Erscheinungen insbesondere bei den Hunderttausenden von «Liquidatoren».
- Neben dem gehäuften Auftreten von Grauem Star, Herz-Kreislaufschwäche, Magen-Darm- und Lungenkrankheiten treten neue Krankheitsbilder auf, so zum Beispiel bisher unbekannte strahlungs-resistente Pilzerkrankungen der Lunge usw.
- Der weissrussische Strahlenforscher Prof. Jury I. Bandashevsky erklärte an der Tschernobyl-Tagung in Minsk (2001): «Die Häufigkeit der angeborenen Missbildungen nimmt kontinuierlich zu... Es ist auch nicht zu verkennen, dass viele Föten in frühen Phasen der Schwangerschaft versterben, was klinisch nicht erfasst wird, jedoch die Ursache für die Abnahme der Geburtenzahlen ist.»⁹⁹ «Das Grundübel liegt im Befall des Immunsystems durch das inkorporierte radioaktive Cäsium». Bandashevsky wurde wegen seinen Publikationen inhaftiert.¹⁰⁰
- Dem Bericht aus dem Basler Friedrich Miescher-Institut von Forschern um Olga Kovalchuk in der Fachzeitschrift «Nature» zufolge ist die Mutationsrate von Weizen in der Umgebung sechsfach erhöht.¹⁰¹ Genetische Mutationen am Menschen werden wahrscheinlich über viele Generationen vererbt.
- Ein UN-Bericht zu Tschernobyl, der inhaltlich zu den Krankheiten sehr vage bleibt, spricht von einer «progressiven Abwärtsspirale der Lebensbedingungen, verursacht durch die Konsequenzen des Unfalls».¹⁰²

Aufgrund von Chromosomen-Untersuchungen kann man heute die aufgenommene Strahlenmenge auch Jahre nach einem radioaktiven Exkurs noch ziemlich genau abschätzen. Die russische Akademie der Wissenschaften führt heute ein Register über mehrere Hunderttausende Betroffener und arbeitet, auch dank westlicher Finanzhilfe, vergleichsweise professionell. *Viele Krebsarten weisen einen steigenden, keinen fallenden Verlauf auf.*

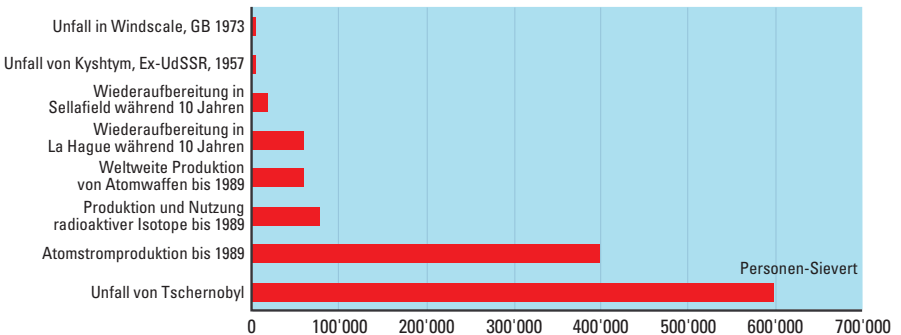
Besonders bemerkenswert ist ein Untersuchungsergebnis, das auch im Westen seit Jahren kontrovers diskutiert wird: die sogenannte Niedrigstrahlung hat ungewöhnlich grosse Auswirkungen; Schädigungen durch Radioaktivität steigen nicht linear mit der Strahlenmenge, sondern weisen ein erstes Maximum bei tiefen Strahlendosen auf, wie sie etwa auch bei Normalbetrieb der Schweizer Atomanlagen auftreten können.¹⁰³

Emissionen bei den Wiederaufbereitungsanlagen



2.25 Die Emissionen in den Wiederaufbereitungsanlagen sind auch heute nicht im Griff.
Grafik Wise Paris.

Globale Kollektivdosen an radioaktiver Strahlung menschlicher Herkunft im Vergleich



2.26 radioaktive Kollektivdosen im Vergleich: Die kontinuierlichen Emissionen in den Wiederaufbereitungsanlagen erreichen – über Jahrzehnte kumuliert – die Dimension der Emissionen von Tschernobyl. «Gesetzlich Erlaubtes» zieht schlimme Folgen nach sich. Über Luft, Niederschläge und über die Verklappung im Meer gelangt die Radioaktivität in die Nahrungskette und wird in Mensch und Tier angereichert. Bis diese Kausalkette nachweisbar ist, dauert es Jahrzehnte. Die Atomlobby verhindert die Erstellung von Krebsregistern in der Schweiz, um die Konsequenzen möglichst lange zu vertuschen. Daten Wise Paris

13. AKWs erzeugen Krebs: Indizien sind nicht widerlegt

In den 90-er Jahren haben mehrere epidemiologische Studien eine Häufung von Krebs in der Umgebung von AKWs und besonders von Wiederaufbereitungsanlagen nachgewiesen. Der *British Medical Journal* berichtete über eine Versechsfachung von Kinderleukämie bei Nachkommen von AKW-Angestellten,¹⁰⁴ in Frankreich untersuchte der Epidemiologe Jean-François Viel die Leukämieraten um La Hague mit ähnlichen Ergebnissen,¹⁰⁵ in Deutschland wies Wolfgang Hoffman erhöhte Kinderleukämie beim AKW Krümmel nach.¹⁰⁶ Es gab mehrere Kontrolluntersuchungen, die Studien erwiesen sich als zuverlässig: «Das Risiko, an Leukämie zu erkranken, nahm zu, je näher ein Kind bei der Anlage wohnte, aber ebenso, je höher die Dosis war, die sein Vater vor der Zeugung abbekommen hatte.»¹⁰⁷ Auch wurde eine erhöhte Zahl von Totgeburten und Genmutationen nachgewiesen.

Auf all diese erdrückenden Beweise haben die zuständigen Behörden bis heute nicht reagiert. «Die erhöhten Werte <von Leukämiefällen rund um La Hague> sind sehr wahrscheinlich als statistische Schwankung zu interpretieren», verharmloste die schweizerische Aufsichtsbehörde HSK die Berichte in einem Schreiben an die Parlamentskommission, welche über die Wiederaufbereitung zu entscheiden hatte.¹⁰⁸

Die grösste Gefahr geht heute nicht von den gängigen Atomkraftwerken, sondern von den Wiederaufbereitungsanlagen aus. Obschon das OSPAR-Abkommen die Emissionen von La Hague und Sellafield reduzieren will, sind manche Emissionen um das Zehnfache gestiegen und verletzen die gesetzten Ziele. «Neueste Umweltuntersuchungen an der norwegischen Küste haben eine Erhöhung der Technetiumkonzentrationen im Seetang um das Sechsfache seit 1996 ergeben.» Im Jahre 1999 waren die radioaktiven Emissionen von La Hague 15000 mal so hoch wie jene des im naheliegenden AKW Flamanville.¹⁰⁹ Es gibt grosse Zweifel daran, ob England und Frankreich das OSPAR-Abkommen je einhalten werden.¹¹⁰

Ein grosses Problem bildet die lückenhafte und beschönigende Informationspolitik der Atomwirtschaft:

- In Sellafield wurden Sicherheitszertifikate für MOX-Brennstäbe während Jahren gefälscht. Die Schweizer Behörden wollten nie etwas bemerkt haben.
- In der Schweiz, Frankreich und Deutschland wurde die radioaktive Verschmutzung von Castor-Bahn-Transporten jahrelang nicht weitergemeldet.
- Nach dem Terroranschlag in New York erklärte die Schweizer HSK alle Schweizer Atomkraftwerke voreilig und fälschlich als «sicher», obschon selbst auf der Homepage der HSK Atomkraftwerke als vor Flugzeugabstürzen nicht gesichert erklärt wurden.
- In Tschernobyl wurde die Bevölkerung viel zu spät evakuiert und danach verharmlosend informiert.
- In Japan hat Tepco – ein Tokioter Stromkonzern – Risse in einem Dutzend AKWs während Jahren vertuscht.

Tabelle 3 Beteiligungen der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft an eigenen und an französischen Atomkraftwerken

	Beznau I 1969	Beznau II 1971	Mühleberg 1972	Gösgen 1979	Leibstadt 1984	Kernkraftwerk-Beteiligungs-Gesellschaft, KBG 1972	Akeb Aktiengesellschaft für Kernenergie-Beteiligungen 1973	ENAG, Energiefinanzierungs AG 1990	Direkte Bezugsverträge mit EDF 1991-2003
Leistung MW _e (2001)	365	365	355	970	1145	833	524	400	800
Auslegung bei Betriebsaufnahme MW _e	350	350	320	940	990				
Aare-Tessin AG Atel				40	25.2				
Aargauische Elektrizitätswerke AEW					5				
Bernische Kraftwerke AG BKW			100		8.8	33.3			
Centralschweizerische Kraftwerke CKW				12.5	12.5		15	25	
Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg AG EGL					15		31	50	
Energie Baden-Württemberg AG EnBW					7.5				
Energie Ouest Suisse EOS					5	33.3			25
Kraftwerk Laufenburg						7.5			
Nordostschweizerische Kraftwerke NOK	100	100		25	8.5	33.3			75
Rätia Energie								7	21.5
SBB Schweizerische Bundesbahnen								13.5	
SN Energie AG Glarus								6	3.5

In der Schweiz dominieren sieben Verbundwerke die Stromversorgung. Diese stehen teils in öffentlicher, teils in privater Hand und sind massgebliche Eigentümer der schweizerischen Atomkraftwerke. Die öffentlichrechtlichen Gesellschaften sind nicht demokratisch in dem Sinne kontrolliert, dass Parlamente oder die betroffene Bevölkerung über Bau oder Betrieb von Atomkraftwerken entscheiden.

2.27 Finanziell attraktiv für Politiker sind die Sitze in den privat organisierten Gesellschaften, namentlich Atel und EGL, sowie direkt in den Betreibergesellschaften der Atomkraftwerke. Es zeigt sich, dass die Hardliner in der Atompolitik auch mit den bestbezahlten Posten belohnt werden.



Ulrich Fischer (FDP), VR Aare-Tessin-AG (ca. 70'000 SFr./50'000 €), Honorare nicht ausgewiesen.



Hans Hofmann, KK Leibstadt AG, Kernkraftwerk-Beteiligung AG, Honorare nicht ausgewiesen.



Doris Leuthard (Vizepräsidentin CVP), VR EGL (75'000 SFr./50'000 €/Jahr);



Christian Speck (SVP), VR bei: NOK, Gösgen, Leibstadt, AEW; (Honorar nicht ausgewiesen)



Rudolf Steiner (FDP), Präsident Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE), Kernkraftwerk Gösgen AG (Honorar nicht ausgewiesen)

14. Atom-Filz: Das Beispiel Schweiz

Die schweizerische Parlamentsmehrheit aus Populisten (SVP), Freisinnig-Demokraten (FDP) und Christlichdemokraten (CVP) wirkt seit Jahrzehnten als verlängerter Arm der Atomindustrie. Bisher gelang es den AKW-Gegnern erst einmal (1990), vier Jahre nach Tschernobyl, mittels Volksabstimmung einen zehnjährigen Baustopp zu erwirken. Dies trotz gegenteiliger Parolen von Regierung und Parlament, und trotz massiver Propaganda der Elektrizitätswirtschaft, die wie immer aus Stromtarifen finanziert wurde.

Die Schweizer Regierung umging das Moratorium danach in höchst unfairer Art, indem sie Leistungserhöhungen von 250 MW in den bestehenden Werken genehmigte, was knapp an die Leistung eines neuen AKWs der Grösse «Mühleberg» herankam.

In der Schweiz ist es rechtlich zulässig, Parlamentsmitglieder in die Vorstände von Atom- oder Stromkonzernen zu wählen, was, besonders in privatrechtlichen Gesellschaften, hohe Zuwendungen einbringt: 50'000 € und mehr für eine Handvoll Sitzungen pro Jahr.

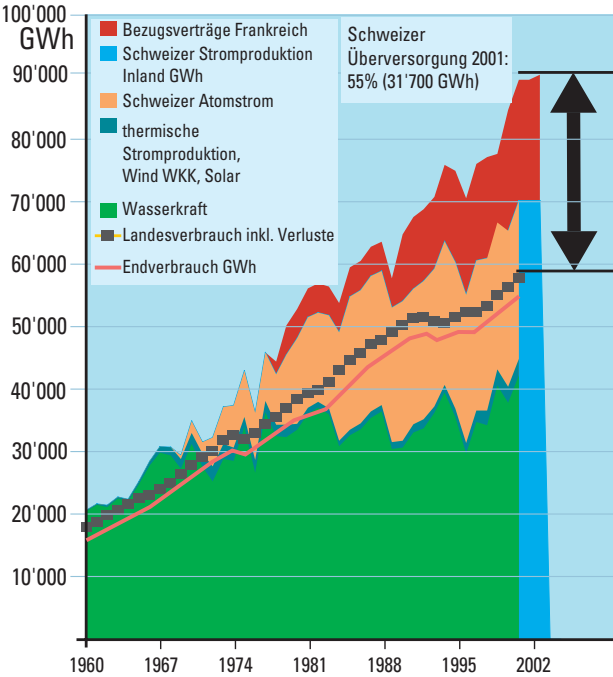
Innerhalb der Schweizer Regierung wurde der sozialdemokratische Energieminister Moritz Leuenberger, eingebunden in das «Kollegialsystem» gemeinsam getragener Mehrheitsentscheide stets überstimmt und durfte seine Ausstiegspläne nicht umsetzen, sogar eine Befristung der laufenden Werke lehnte die Regierung ab.

Auch die Schweizer Justiz ist in Atomfragen machtlos. Beschwerde- und Rekursinstanz nach geltendem Recht ist der gleiche Bundesrat (Exekutive), der auch die Werke bewilligt hat. Der amtierende Bundespräsident der Schweiz (2003), Pascal Couchepin, war zuvor Vize-Präsident der Elektrowatt AG (heute Watt AG), die direkt an AKWs beteiligt ist.

Diese in der Schweiz «Verfilzung» genannte Korrumpierung der Politik – in der 3. Welt würde man dies Bananenrepublik nennen – hat verheerende Konsequenzen für den Bevölkerungsschutz.

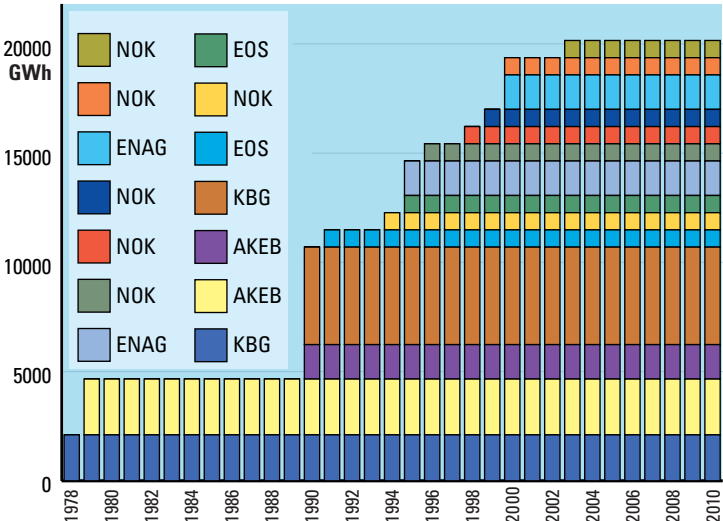
- Der Stand der Technik punkto Sicherheit wird nicht eingefordert.
- Die Regierung wirkt als Vollzugsbehörde der Atomlobby; unbequeme Gesetzesbestimmungen werden nicht durchgesetzt.
- Atomrisiken werden vom Bundesrat und von den Aufsichtsbehörden verharmlost.
- Zwischenfälle wie die kontaminierten Transportbehälter wurden jahrelang nicht gemeldet; Risse im Containment werden toleriert.
- Parteien und Parlamentarier werden mit Zahlungen «gekauft».
- Regelverletzungen wie der fehlende Terrorschutz bleiben ungeahndet und lassen sich nicht einklagen.
- Das geltende Recht – zum Beispiel die gesetzliche Maximaldosis bei Unfällen – kann so nicht durchgesetzt werden.

Schweiz 2001: zu 155% (über-) versorgt



2.28 Mit dem in Frankreich erworbenen Atomstrom hat die Schweizer Elektrizitätswirtschaft eine teure Überversorgung aufgebaut. Dies erklärt die Aggressivität, mit der die Elektrizitätswirtschaft die erneuerbaren Energien bekämpft. Bei so grotesken Überschüssen wird jegliche Konkurrenz zum Feind.

Bezugspflichtigen schweizerischer Elektrizitätsgesellschaften und französischen Elektrizitätserzeugungsanlagen



2.29 Fast alle finanziellen Ressourcen fließen in die (eigene und französische) Atomwirtschaft – Fehlprognosen belasten auf Jahrzehnte hinaus. Abkürzungen siehe Tabelle 3.

15. Misswirtschaft der Atomlobby kostet Milliarden

Die Exponenten der Atomwirtschaft und ihre PR-Abteilungen vertreten ihre Auffassungen mit einem geradezu religiösen Eifer. In diesem Atomwahn wurde eine grosse Überversorgung aufgebaut. Die Überschüsse belaufen sich auf 55% des Landesverbrauchs und müssen zu schlechten Preisen auf dem europäischen Markt weiterverkauft werden, was die Gewinne der an sich sehr günstigen Wasserkraft wegfrisst und den Schweizer Strom verteuert. (Vgl. Abbildung 14).

Die Misswirtschaft hat fatale Nebenwirkungen mit Langzeitfolgen. Die Elektrizitätswirtschaft blockiert nicht nur die Weiterentwicklung von erneuerbaren Energien auf jede mögliche Art, sondern verfolgt mit Lockvogeltarifen eine erfolgreiche Politik der Verbrauchsförderung: das Verbot für Elektroheizungen wurde aufgehoben. Wer elektrisch heizt, erhält Rabatt. Und nicht nur die Produktionsanlagen kosten, sondern auch die erheblichen Mehrkosten des Netzausbaus werden auf die Allgemeinheit überwält.

Nur im Schaufenster der Marketingabteilung ist von Wind- und Solarstrom die Rede; die Aufpreise der «dummen» Kunden von grünem Strom fliessen direkt in politische Kampagnen gegen die erneuerbaren Energien, wie sie zum Beispiel die BKW (Bernischen Kraftwerke) regelmässig anzetteln.

Die schweizerischen Monopolgesellschaften haben zusätzlich zu den eigenen fünf A-Werken nochmals gleich viel Kraftwerksleistung in Frankreich eingekauft. Die Laufzeit der Bezugsverträge mit der *Électricité de France* entspricht meistens der Betriebsdauer der AKWs.

Die jüngsten Verträge, abgeschlossen in den 90-er Jahren, begannen mit Lieferungen ab dem Jahre 2003. Die Schweizer Atomlobby verschaffte so der französischen Atomwirtschaft Absatzgarantien auf Jahrzehnte hinaus. Diese Bezugspflichten belasten die Schweizer Verbundwerke und deren Kunden finanziell. Es ist die Rede von Bezugspreisen bis zu 6 Euro-Cents/kWh, bei Spotmarktpreisen von derzeit 2–3 €C./kWh.¹¹¹

Verantwortlich zu machen für die Misswirtschaft ist der schweizerische Industrieverband (Economiesuisse, Pendant zum DIHT), die Politik der freisinnigen Partei (inkl. SVP und CVP), der Verband der Schweizerischen Elektrizitätswerke (VSE) und, besonders fatal, der Schweizerische Gewerbeverband SGV, der aus Loyalität zur konservativen Rechten die Interessen seiner Mitglieder seit Jahren hintanstellt. Statt Aufträge für mittelständische Betriebe zu generieren, wird die Wertschöpfung einem kleinen Kreis von Atomfirmen zugeschanzt oder exportiert, vorab nach Frankreich, für die Wiederaufbereitung auch nach Grossbritannien und Russland.

Die Schweizer Wirtschaft wurde so Opfer ihrer eigenen Interessenvertreter. Es sind die teilweise gleichen Akteure, die die nationale Fluggesellschaft Swissair mit einer Mischung aus extremer Arroganz und Ignoranz zum wirtschaftlichen Absturz brachten.¹¹² Die Folgen sind aber nicht nur finanziell von grossem Gewicht. Bei der Atomkraft geht es um Sicherheit und Gesundheit. Die Bevölkerung wird hier einer Ersatzreligion geopfert, die einen vermeintlichen technischen Fortschritt über den Schutz von Leib und Leben stellt.

KKW	Reststrommenge	Ende der Restlaufzeit
Obrigheim	8.7	21.12.2002
Stade	23.18	19.05.2004
Biblis A	62	26.02.2007
Neckarwestheim 1	57.35	02.12.2008
Biblis B	84.46	31.01.2009
Brunsbüttel	47.67	09.02.2009
Isar1	78.35	21.03.2011
Unterweser	117.98	06.09.2011
Phillipsburg 1	87.14	26.03.2012
Grafenrheinfeld	150.03	17.06.2014
Krümmel	158.22	28.03.2016
Gundremmingen B	160.92	19.07.2016
Phillipsburg 2	198.61	18.04.2017
Grohnde	200.9	01.02.2017
Grundremmingen C	168.35	18.01.2017
Brokdorf	217.88	22.12.2018
Isar 2	231.21	09.04.2020
Emsland	230.07	20.06.2020
Neckarwestheim 2	236.04	15.04.2021
Summe	2516.05	
Mülheim-Kärlich	107.25	
Gesamtsumme	2623.3	

2.30 Laufzeitentabelle Am 14. Juni 2000 hat die Bundesregierung mit den führenden Energieversorgungsunternehmen vereinbart, die Nutzung der Atomkraft in Deutschland geordnet zu beenden. Die Betreiber erhalten keine Entschädigungen.

16. So funktioniert der deutsche Atomausstieg

In der Bundesrepublik Deutschland wurden die Laufzeiten der Atomkraftwerke auf 32 Jahre ab Inbetriebnahme befristet. Damit wird auch die Menge des radioaktiven Abfalls reduziert. Die Wiederaufbereitung ist nur noch bis zum 1. Juli 2005 zulässig. An den Standorten der AKW entstehen Zwischenlager; dadurch werden Atomtransporte um bis zu zwei Drittel verringert. Der Bau des Endlagers Gorleben wurde gestoppt bis alle sicherheitstechnischen Fragen geklärt sind. Die Bundesregierung begründet den Atomausstieg wie folgt:

- «Die mit der Atomkraftnutzung verbundenen Risiken sind auf Dauer nicht zu verantworten.
- Die Atomenergie birgt die Gefahr schwerer Unfälle,
- Atomkraftwerke setzen auch im Normalbetrieb Radioaktivität frei,
- die langfristige Entsorgung der radioaktiven Abfälle ist bis heute nicht gesichert.
- Auch ein vergleichsweise hohes Schutzniveau nach dem Stand von Wissenschaft und Techniken kann diese Risiken nur mindern, nicht aber ausschliessen.»¹¹³

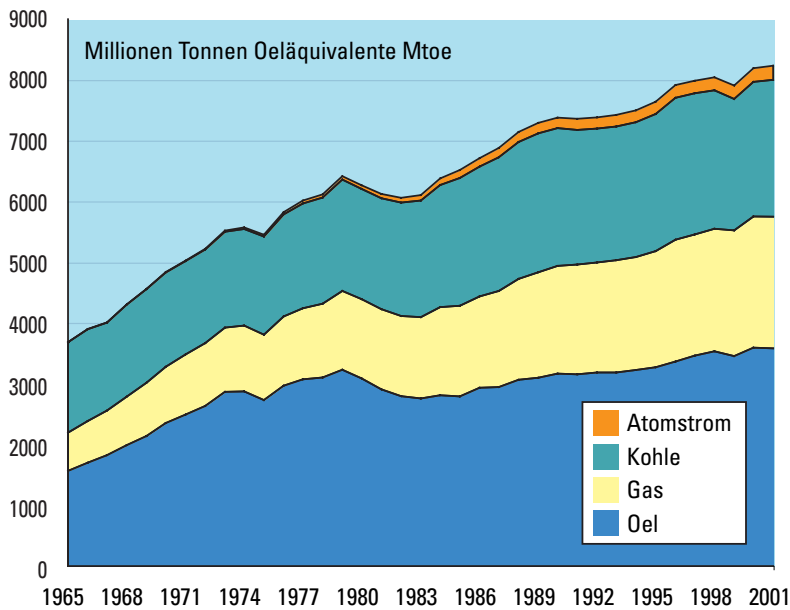
«Die Ausstiegsvereinbarung beseitigt die Ursachen für gesellschaftliche Konflikte: Denn 85% der Bevölkerung halten die Atomtechnologie für gefährlich oder eher gefährlich. Drei Viertel der Deutschen sprechen sich in repräsentativen Umfragen für einen Autoausstieg aus.»

Ein neues Atomausstiegsgesetz, das am 27. April 2002 in Kraft trat, sichert den Ausstieg juristisch ab. Zweck ist nicht (wie bisher) die Förderung der Kernenergie, sondern deren geordnete Beendigung. Es besteht ein Verbot für Genehmigungen von neuen Atomkraftwerken.

Im Vorgriff auf diese Regelung hat E.ON angekündigt, das AKW Stade bereits 2003 statt 2004 vom Netz zu nehmen. Das AKW Mülheim-Kärlich wurde im Jahr 2002 endgültig abgeschaltet. Gesetz und Vertrag regeln die Flexibilitäten: Die Energieversorgungsunternehmen (EVU) können ältere Atomkraftwerke früher abschalten und jüngere Reaktoren im Umfang der entgangenen Stromproduktion länger betreiben. In der umgekehrten Richtung (Verlängerungen älterer AKWs zulasten von jüngeren) ist das Einvernehmen mit der Bundesregierung nötig:

- Das AKW Obrigheim ist der älteste Reaktor in Deutschland, seine Betriebsgenehmigung wäre Anfang 2003 erloschen. Die Betreiber (EnBW) haben beantragt, eine Strommenge von 15 TWh vom jüngsten Atomkraftwerk Neckarwestheim 2 auf das AKW Obrigheim zu übertragen. Das entspräche einer Laufzeitverlängerung von fünfeinhalb Jahren. Dem Antrag wurde so nicht zugestimmt. Die Bundesregierung traf eine Alternativregelung:
- Es werden nicht die beantragten 15 TWh, sondern nur 5,5 TWh übertragen. Dies entspricht einer Laufzeitverlängerung von ca. zwei Jahren.
- Damit geht das AKW Obrigheim noch vor Ende dieser Legislaturperiode endgültig vom Netz.
- Die Strommengenübertragung erfolgt nicht vom jüngsten AKW Neckarwestheim 2, sondern von dem 22 Jahre alten Reaktor Philippsburg, Block 1.

Fossile Primärenergien und Atomstrom 1965–2001



2.31 Primärenergie und Atomstrom Daten: BP Statistical Review of World Energy June 2002

17. Mit Atomkraft gegen CO₂-Emissionen: Die Rechnung geht nicht auf

Unter den kommerziell gehandelten Primärenergien stellt die Atomkraft offiziell einen Anteil von 6%. Was die Statistik allerdings verschweigt: es wird stets die Bruttoerzeugung statistisch erfasst. Darin inbegriffen sind zwei Drittel Abwärme, die energetisch als warme Luft durch die Kühltürme verpuffen. Gemessen am kommerziell gehandelten Output – Atomstrom – deckt Atomkraft gerade mal 2,4% des Energieverbrauchs.

Und davon abzuziehen wären auch alle Energieaufwendungen, die für den Bau, die Gewinnung und Verarbeitung von Uran und für die Entsorgung von Atom Müll aufgewendet werden. Nur so erhält man den Nettobeitrag der Atomkraft.

Bei der Windenergie erzeugt jede investierte Kilowatt-Stunde das Hundertfache an Ertrag, weisen dänische Input-Output-Analysen nach.¹¹⁵ Der CO₂-Gehalt von Windturbinen ist minim und die meisten Materialien können beim Abriss rezykliert werden. Die energetischen Investitionen in die Atomenergie sind – pro erzeugte kWh – weit grösser und lassen sich wegen der open-end-Kosten der Entsorgung ex ante nicht mit Sicherheit beziffern. Vor allem aber sind die quantitativen Dimensionen trügerisch:

- Wollte man mit Atomkraft namhafte Beiträge zur CO₂-Reduktion leisten – zum Beispiel 10% wie im Kioto-Protokoll angestrebt – müsste die Zahl der derzeit verfügbaren Atommeiler auf ca. 2000 vervielfacht werden.
- Für eine CO₂-Reduktion von 50% wären 10'000 neue Werke notwendig.
- Auch das Verbrauchswachstum müsste in einem solchen Szenario gedeckt werden. Bei 1,7% Wachstum der fossilen Energien pro Jahr (wie seit 1990) wären weitere 2000 Atommeiler nötig, nur um die CO₂-Emissionen nicht weiter ansteigen zu lassen. Man erkennt: diese Szenarien sind unrealistisch. Kein Weg führt an einer Verbesserung der Energieeffizienz und an den erneuerbaren Energien vorbei. Und die Atomstrategie hat weitere Tücken:
- Mit Atomstrom lassen sich keine Autos und keine Flugzeuge betreiben. Eine direkte Substitution ist nicht möglich, allenfalls würde die Atomkraft bei einem massiven Ausbau die Windenergie verdrängen.
- Die Atomstrategie ist nicht kostenoptimal, solange die Möglichkeiten verbesserter Energieeffizienz ungenutzt bleiben.
- Die verstärkte Nachfrage nach Uran würde mittelfristig zu einer Verteuerung der Atombrennstoffe führen. Atomenergie würde dann – im Vergleich zu Windkraft oder Solarwärme – nochmals erheblich teurer.
- Das Sicherheitsproblem stellt sich bei einer «Vollatomisierung» in ganz neuen Dimensionen; grosse Mengen an spaltfähigem Material würden ständig durch Landwirtschafts- und Wohngebiete zirkulieren. Die Plutonium-Buchhaltung, die heute schon an den zwischenstaatlichen Schnittstellen leckt, geriete völlig aus den Fugen.

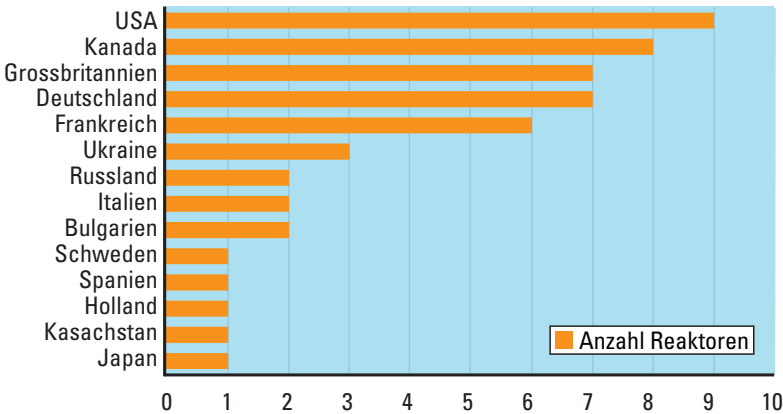
Das CO₂-Argument zur Expansion der Atomkraft ist bei näherem Hinsehen nichts wert. Es blockiert schlimmstenfalls nur den energiepolitischen Diskurs weiter. Das Nachsehen haben die erneuerbaren Energien und die Umwelt.

Europakarte mit Ausstiegsländern



2.32 Europakarte mit Ausstiegsländern

AKW-Schliessungen seit 1990: Und sie bewegt sich doch!



2.33 Anzahl Schliessungen

18. Atomenergie ist international zu ächten

Technologien werden seit der Steinzeit nach dem System von Versuch und Irrtum erprobt und angewandt. Bei der Atomtechnologie sind Irrtümer für Mensch und Umfeld derart folgenreich, dass wir uns gar keine leisten können – zu verheerend und dauerhaft ist das Gewaltpotential.

«Gewalt liegt dann vor, wenn Menschen so beeinflusst werden, dass ihre aktuelle somatische und geistige Verwirklichung geringer ist als ihre potentielle Verwirklichung.»¹¹⁶ Die Atomenergie verkürzt die Lebenserwartung von Millionen Menschen durch Unfälle, radioaktive Emissionen und ihre Folgen wie Krebs, Immunschwäche und genetische Mutationen. Atomenergie verkörpert *strukturelle* Gewalt, denn der wahrscheinliche Tod von Menschen wird bewusst einkalkuliert.

Angesichts dieser Gefährlichkeit ist es längst überfällig, die Haftungs- und Strafbestimmungen den echten Risiken anzupassen und zu verschärfen. Die beschränkte Verantwortlichkeit der AKW-Betreiber erinnert haftungsrechtlich an die Rechtssetzung für Minderjährige. Die Verursacher wurden bisher strafrechtlich nie belangt.

«Es [wäre] ein Armutszeugnis sondergleichen, auf die Strafe als schärfste Waffe, über die ein Gemeinwesen verfügt, gerade dort zu verzichten, wo es um Bedrohungen einer völlig neuen Dimension geht, wo Lebensinteressen nicht mehr nur eines einzelnen, sondern der Gesamtheit aller auf dem Spiel stehen.»¹¹⁷ Der Strafrechtler Günter Stratenwerth postuliert, dass man in solchen Fällen «schon bei der Schaffung der Risikopotentiale ansetzen [muss], unabhängig davon, ob sie im Einzelfalle nachweisbarer Schadensfolgen haben oder nicht.»¹¹⁸

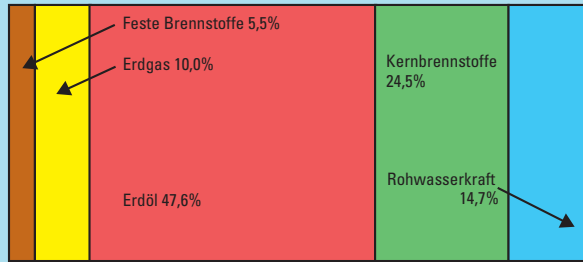
Das klassische Strafrecht ist hilflos bei Unfällen, deren Kausalität sich nicht einwandfrei feststellen lässt. Deshalb müssen es «bei unumkehrbaren Schadensfolgen... schon die gefahrenträchtigen Verhaltensweisen als solche sein..., an die mit einer rechtlichen Haftung anzuknüpfen wäre».¹¹⁹ Folgerichtig sind jene Politiker, Industrielle und Finanziers strafrechtlich zu belangen, die ein solches Gefährdungspotential finanzieren, bewilligen oder sonst wie herbeiführen. Es genügt nicht, einige Operateure vor Gericht zu stellen, die «nur» Betriebsfehler begingen, denn Irren ist bekanntlich menschlich.

Auf einer zweiten Ebene müssen wir dazu übergehen, die Nutzung der Atomenergie international gleichermassen zu ächten wie den Gebrauch von Atomwaffen. Dies rechtfertigt sich wegen der länderübergreifenden Betroffenheit bei Grossunfällen. Der Bau eines Atomkraftwerks muss als eine Vorbereitungshandlung zur Massenvernichtung erkannt werden, denn es ist «...unredlich, immer dann Sündenböcke zu fordern, wenn aus einem dieser Risiken folgt, was in ihrer Natur liegt: nämlich der Eintritt eines womöglich katastrophalen Schadens.» (Stratenwerth)

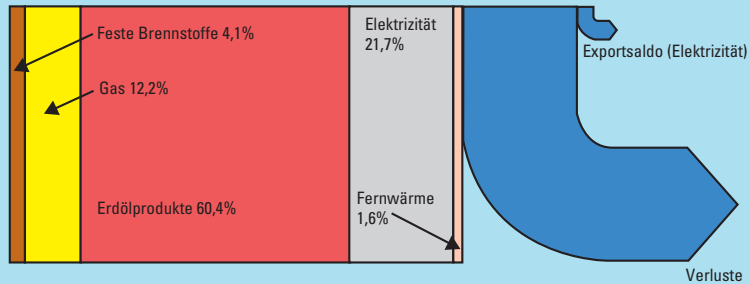
Teil 3

Energieeinsatz 1 092 630 T.J

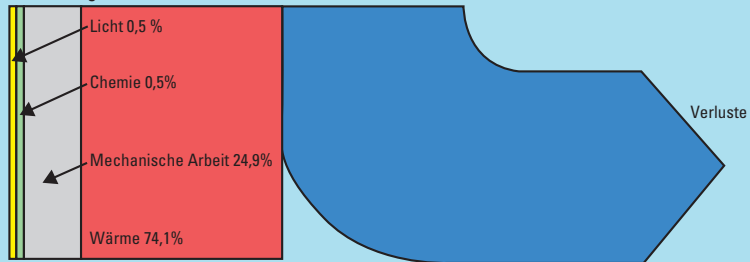
Inkl. Ausfuhrüberschuss an Elektrizität, total 102,3% des Bruttoverbrauchs



Endverbrauch 808 290 T.J



Nutzenenergie 454 280 T.J



Energieflussdiagramm der Schweiz (1997). Nur 41 Prozent der gehandelten Energie wird in Nutzenergie (Licht, Prozesse, mechanische Arbeit oder Nutzwärme) umgewandelt. Rechnet man noch die Verluste der Öl-, Gas- und Urangewinnung dazu, sinkt der Gesamtwirkungsgrad unter ein Drittel.¹ So geht nicht nur viel Energie, sondern auch viel Geld verloren. Quelle: Gesamtenergiestatistik 1997.

Energieproduktivität – Brücke zur Nachhaltigkeit

«Weniger ist mehr» heisst besser denken
und dadurch weniger konsumieren,
Intelligenz und Kapital einsetzen,
um Dauerhaftigkeit
(oder wie es heute neu heisst: Nachhaltigkeit)
zu erzielen.

Conrad U. Brunner²

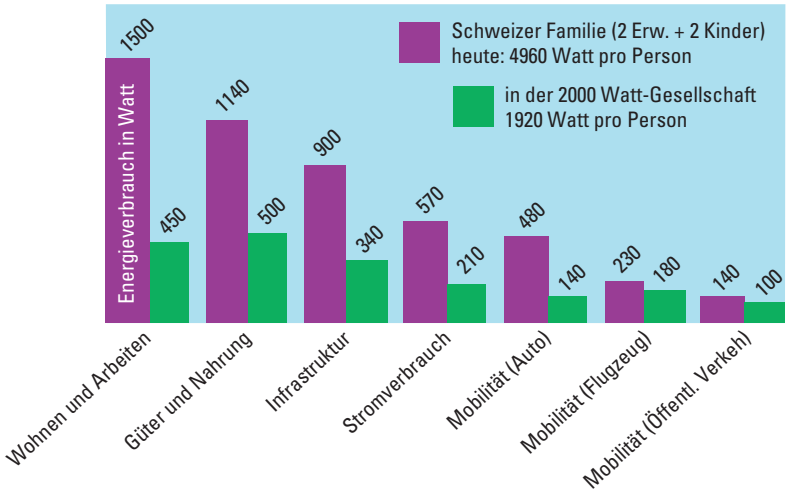
«Was zählt sind niedrige Rechnungen,
(...) nicht allein niedrige Preise einer kWh.»

*Die vergessene Säule der Energiepolitik,
Vorschläge des Wuppertal Instituts³*

Inhalt Teil 3

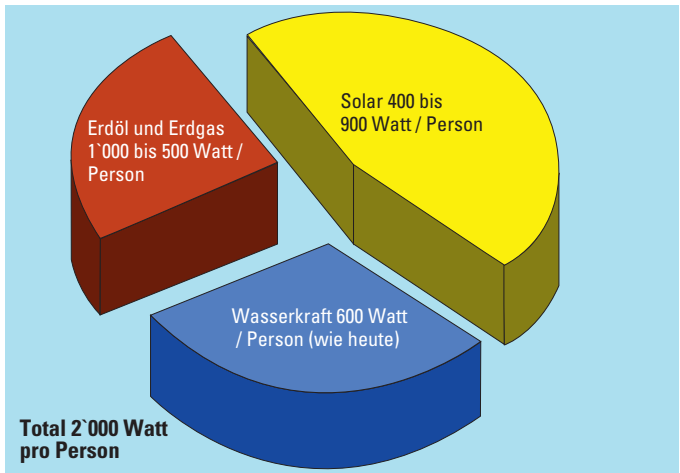
1.	Nachhaltigkeit als Konzept der konstanten Zeit sicherer Praxis	79
2.	Energieeffizienz – billigster Weg zur Nachhaltigkeit	81
3.	Mit Nullwachstum wird noch nichts besser	83
4.	Energieproduktivität – eine open-end-Resource	85
5.	Minergie – mehr Effizienz und mehr Komfort	87
6.	Effizientere Geräte senken Stromverbrauch um 1% pro Jahr	89
7.	Wärme-Kraft-Kopplung	91
8.	Energie-Dienstleistungen: Aus der Effizienz ein Geschäft gemacht	93

Die 2000 Watt-Gesellschaft



3.1 Die ETH Zürich hat im Rahmen des Projektes «2000-Watt-Gesellschaft» die Möglichkeiten einer nachhaltigen Energieversorgung untersucht. Zentraler Baustein dieser Strategie ist die Erhöhung der Energieproduktivität. Auch die Lebensqualität steigt, weil die unerwünschten Nebenfolgen des hohen Energieverbrauchs (Gesundheitsschäden, Umweltverschmutzung, Kosten) absinken. Grafik Imboden.⁴

Möglicher Schweizer Energie-Mix in der 2000 Watt-Gesellschaft



3.2 Nur mit einer Verbesserung der Energieproduktivität kann auch der Verbrauch der nichterneuerbaren Energien abgesenkt werden. In einer energieeffizienten Gesellschaft leisten die erneuerbaren Energien die grössten Beiträge an die Energieversorgung. Grafik Imboden.⁵

1. Nachhaltigkeit als Konzept der konstanten Zeit sicherer Praxis

Es ist trivial festzustellen, dass das heutige Energiesystem nicht nachhaltig ist, sogar dann, wenn sich das Problem der Klimaveränderung nicht stellen würde. Die Dezimierung leicht gewinnbarer Energieressourcen verstösst gegen die Verteilungsgerechtigkeit. Nachfolgende Generationen werden enteignet; sie verfügen nicht mehr über reiche Ressourcen und müssen zudem noch mit den Folgen der Verschwendung fertig werden: Klimaerwärmung, radioaktive Abfälle usw.

Das seit dem Brundtland-Bericht verwendete Konzept der Nachhaltigkeit («...die Bedürfnisse der Gegenwart befriedigen, ohne zu riskieren, dass künftige Generationen ihre eigenen Bedürfnisse nicht befriedigen können») verlangt nach neuen Nutzungsregeln anstelle des freien Spiels von Angebot und Nachfrage. In Bezug auf erneuerbare und nichterneuerbare Energien sind ökologische, wirtschaftliche und soziale Gesichtspunkte zu berücksichtigen:⁶

- Mit einer sehr restriktiven Auslegung des Begriffs wäre nur noch die Nutzung erneuerbarer Ressourcen zulässig.
- Die Tatsache allein, dass die Nutzung nichterneuerbarer Ressourcen begrenzt ist, ergibt noch kein sinnvolles Kriterium für die Nachhaltigkeit.
- Ökonomisch gesehen würde ein völliger Verzicht eine Art von Verschwendung bedeuten, denn eine klimaverträglich (Rest-)Nutzung fossiler Energien könnte auch der Elimination nicht nachhaltiger Praktiken dienen.

Mit dem *Konzept der Zeit sicherer Praxis* (ETH-Professor Dieter Imboden) wird Nachhaltigkeit dynamisch interpretiert und führt nicht zu einem vollständigen Nutzungsverzicht auf fossile Energieressourcen:

- Die Nutzung der nichterneuerbaren Energien ist in dem Masse zulässig, dass diese Nutzung nicht an ihre eigenen Grenzen stösst.
- Dies bedeutet einerseits, dass die Substitutionsrate (also die Verlagerung auf mehr Energieeffizienz oder erneuerbare Energien) den laufenden Verbrauch mindestens kompensieren sollte. Damit die Reichweite (P/R) konstant bleibt, muss die Produktion (P) jährlich so stark sinken, dass sich der Bestand der verbleibenden Reserven R (inkl. Neuentdeckungen) stets über eine konstante Zeit erstreckt. Anders gesagt: Die Vorräte sollen im Jahr x genau gleich lang reichen wie im Vorjahr ($R/P = \text{konstant}$). Bei einem Verzehr von 2% der Reserven pro Jahr müsste dann auch der Verbrauch in diesem Mass von einem Jahr zum nächsten sinken.
- Die dafür zu erstellenden Ersatztechniken (Energieeffizienz und erneuerbare Energien) bilden dann die eigentliche Kompensation für die Nachkommen. Sie werden für den früheren Verzehr an nichterneuerbaren Rohstoffen teilweise entschädigt, indem neue Technologien zur Befriedigung von energetischen Bedürfnissen entwickelt und zur Verfügung gestellt werden.

Unbesehen der Reichweitenkonzepte dürfen andere Ressourcen wie die Klimastabilität nicht in Mitleidenschaft gezogen werden. Für die CO₂-Problematik bedeutet dies, dass die Dekarbonisierungsrate des globalen Energiesystems so gross sein soll, dass die Atmosphärenchemie in einem ungefährlichen Bereich stabilisiert wird. Der Verbrauch von fossilen Energieträgern muss deshalb unter Umständen viel schneller sinken als nach dem Gesichtspunkt der konstanten Reichweite,⁷ was uns noch verstärkt zu den erneuerbaren Energien und zur Energieeffizienz hinführt (Atomenergie wird hier mangels *sicherer Praxis* nicht als gangbare Option weiterverfolgt).



3.3 Beispiele für Ressourcenproduktivität: Die Vakuum-Dämmung rechts hat dieselbe Wirkung wie die Steinwolle-Isolation links im Bild, spart aber nicht nur Energie, sondern auch Raum.⁸



3.4 Die herkömmliche Glühbirne mit 50 und 60 W.



3.5 Die neuen Swisslight-Mini-Stromsparlampen verfügen über dieselbe Farbwiedergabe wie herkömmliche Glühbirnen und verbrauchen nur noch 20% so viel Strom. Damit hat das Totenglöcklein der Glühlampe geschlagen. Lampen haben in der Schweiz einen Anteil von 13% des Endverbrauchs von Strom.⁹

2. Energieeffizienz – billigster Weg zur Nachhaltigkeit

Energiesparen hatte lange Zeit einen schweren Stand. Während zwanzig Jahren – von 1981 bis 2000 – sanken die Energiepreise real ab. Dies hat die Markteinführung innovativer Technologien nicht verhindert, aber erschwert. Ressourcenproduktivität hat für die ganze Gesellschaft Vorteile:

- Sie reduziert die Erschöpfungsgeschwindigkeit natürlicher Rohstoffe am einen Ende der Wertschöpfungskette
- Sie vermindert Emissionen und Abfälle am andern Ende, bei den Energiekonsumenten.
- Sie liefert als dezentralste aller Energiequellen überall dort Erträge, wo Energie verbraucht wird. Und Effizienz spart Geld, besonders wenn die Energiepreise steigen.

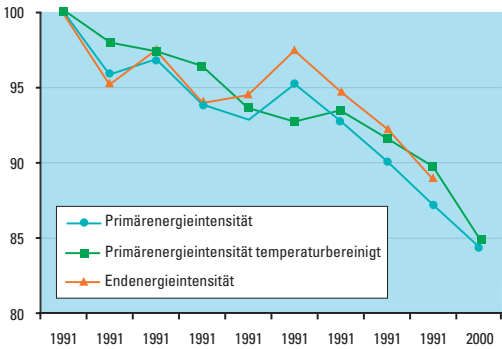
Das aktuelle Potential rentabler Massnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz wird trotz tiefer Energiepreise auf 25 Prozent des aktuellen Verbrauchs und mehr geschätzt.¹⁰ Dieses Potential gilt inzwischen als industrielle Konstante, weil der ständige Zufluss neuer Innovationen die niedrige Umsetzungsrate effizienter Technologien und Verhaltensweisen ausgleicht.¹¹

Die Anstrengungen in der Praxis sind wohl nicht zu übersehen. Sie erstrecken sich von wirtschaftlichen Anreizen durch ökologische Steuerreformen über die Förderung des Contractings, der beruflichen Weiterbildung¹², des Labelings, der Durchführung von Wettbewerben bis zur theoretischen Weiterentwicklung von Kreislaufökonomien, die rationellere Energienutzung mit dem Recycling von Materialien verknüpfen.

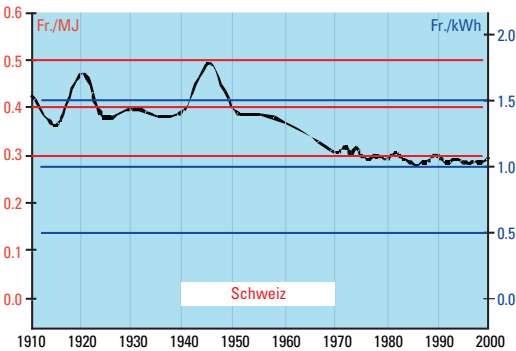
Die bisherigen Verbesserungen vermögen trotzdem nicht zu befriedigen.

Energieeffizienz stösst in der Praxis auf eine Vielzahl von Hemmnissen. «Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist die rationelle Energieanwendung eine wenig genutzte Chance und selbst in ihrer geringen, heute erreichten Realisierung ein nicht voll wahrgenommener Baustein für Beschäftigung, Wettbewerbssicherung und Verminderung externer Kosten».¹³

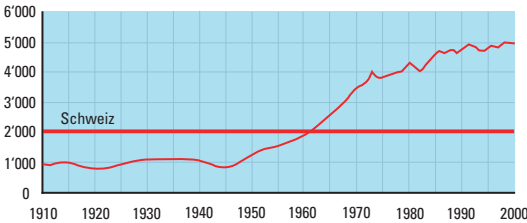
Die tiefe Regelungsqualität steht in deutlichem Kontrast zu den jahrzehntelangen Bemühungen, Emissionen und Verbräuche durch Steuerung von Angebotstechnologien (Atomkraft, erneuerbare Energien) zu senken.



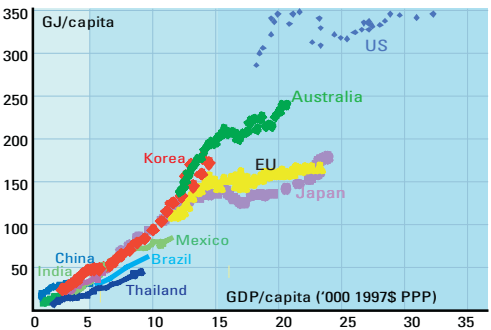
3.6 Entwicklung der Energieintensität in Deutschland (1991=100)¹⁴ In den neunziger Jahren hat die Energieintensität weniger stark abgenommen als zuvor, was auf das anhaltend sinkende Energiepreinsniveau zurückgeführt wird.¹⁵ Trotzdem wurde eine Verbesserung der Energieeffizienz von 1 bis 1,5 Prozent pro Jahr, gemessen am Bruttoinlandprodukt, registriert. Grafik Reichert et al.¹⁶



3.7 Die Energieintensität in der Schweiz hat sich stabilisiert, aber nicht wesentlich verbessert. Grafik Imboden.



3.8 Trotz der Entkoppelung des Energieverbrauchs vom Wirtschaftswachstum ist der Pro Kopf-Verbrauch nicht gesunken. Rechnet man den Gesamtenergieverbrauch in Leistung pro Kopf um, so wird derzeit eine Dauerleistung von 5000 Watt beansprucht. Grafik Imboden.¹⁷



3.9 es gibt drastische Unterschiede in der Energieeffizienz: In den USA liegt der Konsum etwa dreimal so hoch wie in der Schweiz und mehr als doppelt so hoch wie in den Ländern der Europäischen Union. Grafik Imboden.¹⁸

3. Mit Nullwachstum wird noch nichts besser

Der Verbrauch von Energie ist keine technische Konstante. Die schweizerische Energieforschungskommission CORE hat Langfristziele definiert, wonach eine CO₂-Reduktion im 21. Jahrhundert um ca. 80% «technisch machbar bzw. grundsätzlich erreichbar» sei.¹⁹ Aber sie ist eine Herausforderung an das gesellschaftliche Bewusstsein und an die politische Regulierungsfähigkeit privater Nutzenmaximierung. Es geht darum, unter vielen Optionen die richtigen auszuwählen und Rahmenbedingungen zu schaffen, damit sich neue Technologien und ökologischere Verhaltensweisen zu tragbaren Kosten durchsetzen können. «Kosten» sind dabei die gesamten ökonomischen, ökologischen und politischen Verzichtes; sie sollen möglichst klein sein.

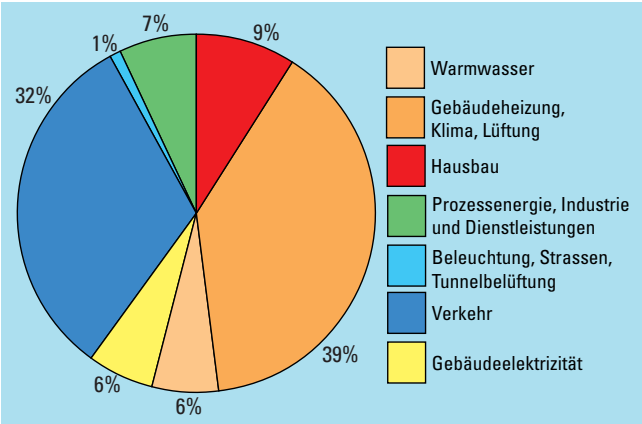
Rasche Innovationszyklen sind in einer wachsenden Wirtschaft eher zu erwarten als bei Stagnation. Mit Nullwachstum ist der ökologische Umbau jedenfalls nicht gesichert. Der spezifische Energieeinsatz ist in den letzten Jahrzehnten zwar gesunken, aber nicht genug, um auch den Pro-Kopf-Verbrauch abzusenken:

- Kam es zwischen 1950 und 1973 zu einer Verdreieinhalbfachung des Energieverbrauchs, so wird zwischen 1973 und 1999 eine Zunahme von «nur» 30% registriert. In den siebziger Jahren war der Energieverbrauch im Gefolge von Ölkrise und Rezession sogar rückläufig.²⁰
- Zwischen 1990 und 1996 wuchs die Schweizer Wirtschaft nicht, trotzdem stieg der Energieverbrauch im Umfeld sinkender Preise und fehlender energiepolitischer Massnahmen an; die Energieeffizienz war trotz unfreiwilligem Nullwachstum rückläufig.
- Zwischen 1973 und 1983 verlief der Energieverbrauch hingegen nahezu stabil, trotz wachsender Wirtschaft. Das höhere Preisniveau sorgte für die Entkoppelung von Energieverbrauch und Wirtschaftswachstum.

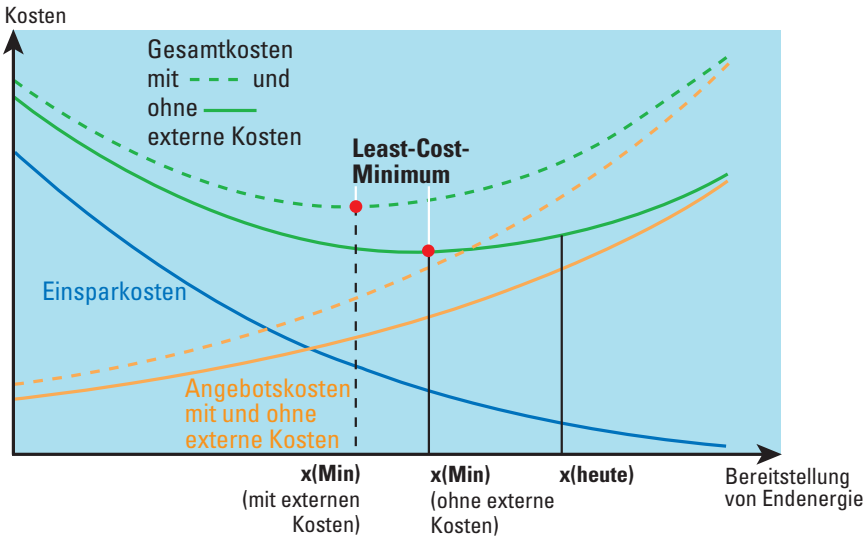
Zielvorstellung muss sein, den Energieverbrauch trotz Wachstum zu senken. Ökologischer Umbau bedeutet schliesslich nichts anderes als gerichtete Wertschöpfung und muss das Wirtschaftswachstum nicht blockieren. In einem gut isolierten Haus mit geregelten Sonnenkollektoren und Speicher steckt mehr Kapital, Wissen und Arbeit als in einer banalen Ölheizung mit grossem Kamin. Wenn die Preise stimmen – dank ökologischer Steuerreform oder Ölverknappung – entsteht ein Wachstumszyklus, der Arbeit schafft und Emissionen *reduziert*.

Das Hauptproblem der letzten 20 Jahre waren nicht fehlende Innovationskraft, sondern mangelnde politische Vorgaben und sinkende Preise der konventionellen Energien. Dies kann und muss sich – nicht zuletzt dank den internationalen Vereinbarungen für den Klimaschutz – ändern.

Endenergieverbrauch Schweiz



3.10 Endenergieverbrauch Schweiz: Wofür die Energie verwendet wird.



3.11 Minimale Gesamtkosten dank Verbesserung der Energieeffizienz: In der Praxis zeigt sich, dass die Energiesparkkosten meistens tiefer liegen als der Einsatz neuer Energieträger. Bei einer optimierten Nutzung sinkt der Verbrauch (von $x(\text{heute})$ auf $x(\text{Min})$). Entsprechend sinken auch die betriebswirtschaftlichen Kosten. Werden dann noch die externen Kosten (z.B. CO_2 -Emissionen, Umweltkosten) eingerechnet, sinkt der Verbrauch nochmals auf $x(\text{Min mit externen Kosten})$. Hier befindet sich das volkswirtschaftliche Kostenoptimum. Technischer Fortschritt ermöglicht periodisch weitere Verbesserungen. Grafik Wuppertal-Institut. ²¹

4. Energieproduktivität – eine open-end-Resource

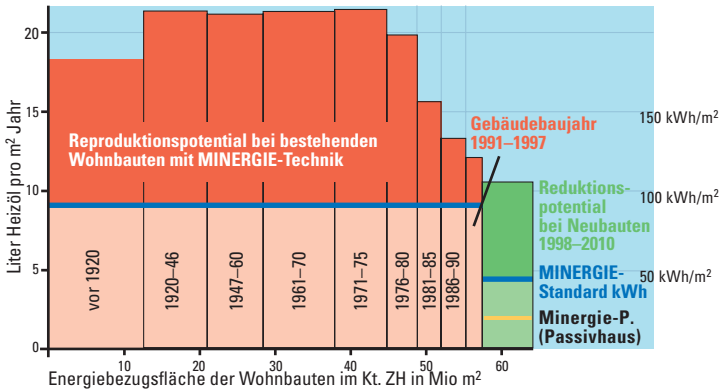
Energieeffizienz spart nicht nur Energie, sondern auch Energiekosten. Sie liegt deshalb unmittelbar im Interesse aller Verbraucher, aber wegen des verringerten Umweltverbrauchs auch im Interesse der Allgemeinheit. Verbesserte Energieeffizienz geht nicht selten einher mit der Verbesserung der Produkte- und Nutzungsqualität und hilft, Ausschuss zu vermindern.

Die Verbesserung der Energieeffizienz spielt sich dezentral ab und beruht auf einer Vielzahl von Einzelentscheidungen. Technologisch betrachtet sind sie sehr heterogen und oft mit kulturellen Verhaltensmustern verknüpft. Will man dieses Potential erschliessen, bietet sich nicht die Möglichkeit, die nötigen Massnahmen auf ein paar Schlagworte wie beim Energieangebot («mehr Atomkraftwerke», «mehr Windenergie» usw.) zu reduzieren. Die Zahl und die Vielfalt der Verbraucher erzwingt vielmehr eine Vielfalt von technischen und politischen Strategien, wobei nicht allein der Staat als Handlungsträger gefordert ist:²²

- **Energierzeugung:** Verbesserung der Brennstoffnutzung,
- **Gewinnung von Primärenergie:** die Substitution von Energieträgern mit schlechter Energieausbeute (z.B. von Kohle zu Erdöl, von Erdöl zu Erdgas, von Atom- zur Windenergie), einhergehend mit einer verbesserten Umwandlungseffizienz.
- **Bessere Technik:** intra-industrieller Strukturwandel (z.B. durch energiesparende Prozesse) und
- **Neue Technik:** inter-industrieller Strukturwandel (Wachstum von weniger energieintensiven Branchen, z.B. Informationstechnologien).
- **Innovation:** Energiesparende Technologien entstehen durch Innovationen mit neuen Materialien, Anwendung neuer Mess- und Regeltechnik oder veränderter Prozessführung,
- **Substitution von Energie durch Kapital:** z.B. besser isolierte Gebäude
- **organisatorische Massnahmen:** Management & Controlling des Energieverbrauchs, Contracting, Wartung) sowie
- **energiepolitische Massnahmen:** Labeling, Subventionen, ökologische Steuerreformen, Änderung der Tarifstruktur im Strommarkt, Vorschriften usw.

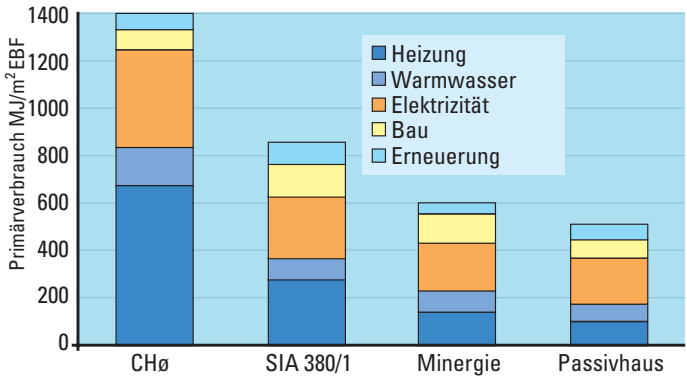
Im Gefolge der Ölpreisschocks richteten sich alle Anstrengungen auf die Verringerung der fossilen Energieträger. Die Möglichkeiten der rationellen Stromnutzung sind technisch gesehen nicht kleiner, wurden aber erst später erschlossen.²³ Grosse Fortschritte wurden in den letzten Jahrzehnten vorab in der herstellenden Industrie, in energieintensiven Branchen, in der Energiegewinnung (Kraftwerksektor) und im Bereich der Gebäudenutzung erzielt. Weniger erfolgreich waren die Anstrengungen im Haushaltsbereich, und kaum wirksam waren sie im Verkehrssektor.²⁴

Einsparpotenzial bei bestehenden Bauten



3.12 Reduktionspotential des Energieverbrauchs in Altbauten, wenn die Minergie-Standards angewendet werden.

Energieverbräuche bei verschiedenen Baustandards



3.13 Je kleiner der Verbrauch, desto wichtiger wird die Graue Energie, die für die Herstellung der Bauelemente verwendet wird. Auch der Energiebedarf für das Warmwasser gewinnt in Passivhäusern stark an Bedeutung. Hier kann die Sonnenenergie einen wichtigen Beitrag leisten. (1 kWh= 3,6 MJ)
Grafik Schweizer Energiefachbuch 2003.²⁶

5. Minergie – mehr Effizienz und mehr Komfort

Seit 1998 besteht in der Schweiz das «Minergie»-Label – eine zertifizierte Norm für rationelle Energieanwendung in Bauten. Der Standard von 38–45 kWh/m²a entspricht etwa dem Verbrauch von 3,8–4,5 l Heizöl pro Jahr pro m² beheizte Fläche, für Umbauten das Doppelte. Der schweizerische Durchschnittsverbrauch aller bestehenden Immobilien liegt bei etwa 18 Liter Heizöl pro m² und Jahr. Mit Minergie-Technik liesse er sich mindestens halbieren.

Tabelle 1 Schweizer Minergie-Norm für den Energieverbrauch von Wohngebäuden (Heizung und Warmwasser)

Neubauten Einfamilienhaus	42 kWh/m ² a
Neubauten Mehrfamilienhaus	38 kWh/m ² a
Altbauten Einfamilienhaus (vor 1990)	87 kWh/m ² a
Altbauten Mehrfamilienhaus kWh/m ² a	83 kWh/m ² a
Minergie-P (Passivhaus)	30 kWh/m ² a

- Nur dem Haus zugeführte Energie wird angerechnet.
- Elektrizität für Wärmeerzeugung und Belüftung wird doppelt gewichtet.
- Als Energiekennzahl für den Haushalt gilt ein Verbrauch von 17 kWh/m²a.

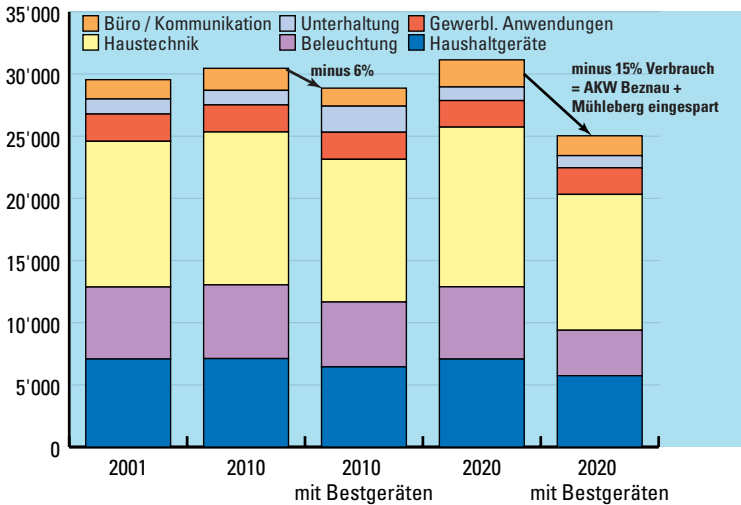
Minergiehäuser versprechen mehr als nur günstige Energierechnungen. Die Bauweise erfüllt auch die Ansprüche nach mehr Komfort, mehr Behaglichkeit, gutem Schallschutz und besserer Gesundheit dank biologischen Baumaterialien.

Ein Passivhaus setzt die Standards beim Energieverbrauch nochmals strenger. Hier wird unter Umständen ähnlich viel (bzw. wenig) Energie für Erstellung oder Erneuerung des Baus verwendet wie für den Betrieb. Der Verbrauch an Energie für Warmwasser und Haustechnik wird in solchen hocheffizienten Bauten relativ gesehen immer wichtiger. Sonnenkollektoren und Kleinwärmepumpen für die Wärmerückgewinnung aus der Abluft können eine sichere und effiziente Warmwasserversorgung zu niedrigen Kosten gewährleisten.

Entscheidend ist, dass auch in einem Passivhaus nicht mehr Energie für Gebäudematerialien aufgewendet wird (sogenannte Graue Energie) als bei «Normal»-Bauten.

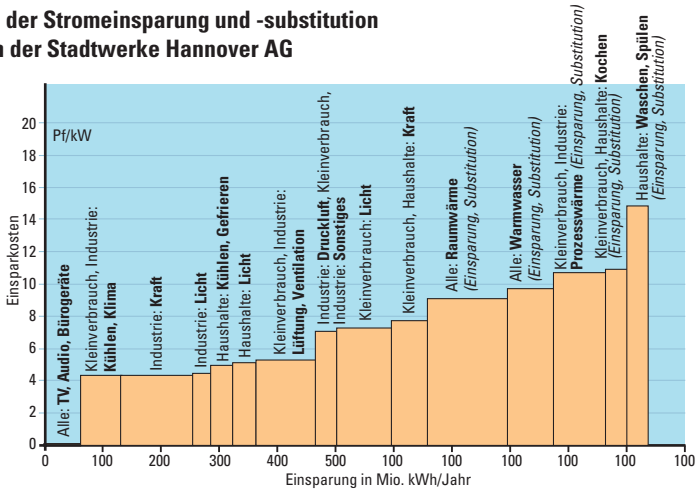
«Beim Energiebedarf von Gebäuden besteht in den kommenden 50 Jahren ein Effizienzpotenzial von mindestens 75%, und dies in jenem Sektor, der gegen 50% des Endenergiebedarfs ausmacht», kommentiert Prof. Dieter Imboden (ETHZ) die Möglichkeiten. In Deutschland wurde 1984 die erste Wärmeschutzverordnung in Kraft gesetzt. Damals wurde der Jahreswärmebedarf auf 15 Liter Öl pro m² festgelegt, 1995 sank der Grenzwert auf 10–12 Liter und in der neuen Verordnung bezieht sich der Wert nur noch auf den Fremdeinsatz fossiler Energien. Energieanteile aus erneuerbaren Energien, zum Beispiel Solarkollektoren, werden in Deutschland – wie beim Schweizer Minergie-Standard – in der Berechnung nicht berücksichtigt.

Haushaltgeräte : Bestmodelle senken Stromverbrauch



3.14 Mit Bestgeräten in Sachen Energie lässt sich der Stromverbrauch absenken. Auf Komfort muss deswegen nicht verzichtet werden.

Angebotskurve der Stromeinsparung und -substitution bei den Kunden der Stadtwerke Hannover AG



3.15 Die Stadtwerke Hannover haben schon Anfang der 90er Jahre das wirtschaftliche Einsparpotenzial ihrer Kunden untersuchen lassen. Bei einem Drittel des gesamten Verbrauchs liegen die Einsparkosten tiefer als die Kosten des Strombezugs. Der Markt spielt hier nicht oder nur bedingt. Ineffiziente Geräte werden oft nicht durch bessere ersetzt, selbst wenn die Einstiegskosten nur wenig höher liegen. Grafik Stadtwerke Hannover/Wuppertal Institut

6. Effizientere Geräte senken Stromverbrauch um 1% pro Jahr

Die Basler Firma Prognos erhielt die Aufgabe, die Stromeinsparungen zu berechnen, wenn ab 2004 in der Schweiz nur noch die zum jeweiligen Zeitpunkt effizientesten Geräte gekauft würden.²⁷ Dabei galt die Bedingung, dass diese zu keinen Funktions- oder Wohlstandseinbussen führen dürfen.

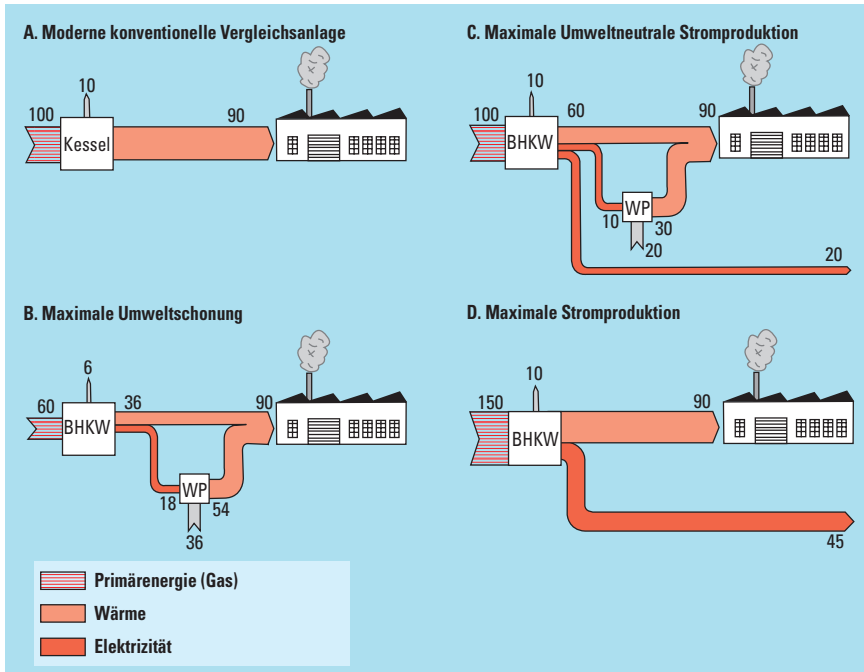
Serienmässig hergestellte Elektrogeräte und Kleinanlagen verbrauchen in der Schweiz 55% des Elektrizitätseinkaufsverbrauchs. Es sind hauptsächlich Haustechnik, Haushaltsgeräte und Lampen/Beleuchtung, die den Grossteil (83%) dieses Stromverbrauchs ausmachen, dazu kommen Geräte der Unterhaltungselektronik, der Büro-, Informations- und Kommunikationstechnik und die gewerblichen Anwendungen mit rund 17%.

- Die grössten Sparpotentiale bestehen bei Elektroheizungen (13% des Stromverbrauchs), Glüh- und Halogenlampen (9%), FL-, Kompakt-FL-Leuchten (9%), und Elektrowarmwassergeräten (7%).
- Selbst die trendmässige Entwicklung (*ohne* Bestgerätepolitik) zeigt trotz deutlicher Ausweitung der verkauften Mengen um fast 30% «nur» einen vergleichsweise geringen Zuwachs bis 2010: +3,1% und um 2,2% von 2010 bis 2020.
- Vor allem bei der Unterhaltungselektronik wird erwartet, dass die Effizienzgewinne nach wie vor die positiven Mengeneffekte überkompensieren.
- Auch in der Referenzentwicklung sinkt der Raumwärmebedarf aller Gebäude deutlich ab
- Darüber hinaus wird die konventionelle Elektrowärme in Form Ohm'scher Heizungen beschränkt.

Wird eine «Bestgerätepolitik» durchgeführt, für welche die Schweizer Regierung heute schon alle gesetzlichen Kompetenzen hätte²⁸, ist eine deutliche Verbrauchssenkung erreichbar:

- Sie wird hauptsächlich erreicht durch den Ersatz konventioneller Glühlampen durch Energiesparlampen, den Ersatz von Ohm'schen Heizungen durch Wärmepumpen und den Ersatz konventioneller elektrischer Warmwasserbereiter etwa durch Brauchwasserwärmepumpensysteme.²⁹
- Im Einzelfall nehmen auch Substitutionsbeziehungen zwischen den Geräten oder Nutzungsverlagerungen Einfluss auf den Verbrauch (z.B. Elektroherde). Auch Veränderungen der Nutzungsgewohnheiten (z.B. Sehdauer beim TV, Nutzungsdauer des PCs) beeinflussen den mittleren spezifischen Verbrauch (von Bestand und Neugeräten).

Strom wird nicht nur in Kleinanlagen gespart. «Würden überall dem aktuellen Stand der Technik entsprechende Elektromotoren eingesetzt werden, liessen sich allein dadurch etwa 20% des industriellen Strombedarf einsparen.»³⁰



3.16 Varianten der fossilen Wärmenutzung mit und ohne Wärmekraft-Kopplung:

- a) Heizkessel ohne Wärmekraft-Kopplung, Brennstoffeinsatz 100, Ausbeute 90%.
- b) Einsatz eines Blockheizkraftwerks zur Stromproduktion zu Heizzwecken. Der Strom wird via Wärmepumpe voll zur Gewinnung von Umweltwärme eingesetzt. Ersparnis an Brennstoffen und CO₂-Emissionen: 40%.
- c) umweltneutrale Kombination von Wärmekraft-Kopplung und Wärmepumpe: 20% Stromgewinn netto gegenüber der konventionellen Lösung, entsprechend einer Brennstoffeinsparung von rund 60% (Wirkungsgrad 33%); kein CO₂-Anstieg.
- d) maximale Stromproduktion, verbunden mit einem um 50% erhöhten Brennstoffeinsatz. Werden die 45 Einheiten Strom zur Leistungsreduktion eines Gas- oder Kohlekraftwerks eingesetzt, können damit 80–135 Einheiten fossiler Brennstoffe eingespart werden (Wirkungsgrad 33–60%). Das bedeutet: Die dezentrale Heizung läuft im Extremfall netto ohne Brennstoffe, weil die Stromproduktion die CO₂-Emissionen eines fossilen Kraftwerks voll reduziert; die Brennstoffeinsparung beträgt diesfalls 100%! Grafik: Ravel.³¹

7. Wärmekraft-Kopplung

Als entscheidenden Beitrag zur Steigerung des Wirkungsgrades der Stromerzeugung in Ländern mit fossiler Nutzung eröffnet sich der Weg zur dezentralen Wärmekraftkopplung. In Blockheizkraftwerken können die CO₂-Emissionen in Kombination mit anderen Technologien stark gesenkt werden. Blockheizkraftwerke (BHKWs) sind zwei Dinge in einem: Es sind Kraftwerke, die Strom erzeugen, und es sind Heizungen, die die Abwärme der Stromerzeugung zu Heizzwecken nutzen. Um dies möglichst rationell zu leisten, stehen BHKWs nicht auf der grünen Wiese, sondern direkt beim Kunden, im Keller von Ein- oder Mehrfamilienhäusern, Schulen, Spitälern oder Industriebetrieben. BHKWs werden in der Regel wärmegeführt betrieben. Das bedeutet: sie laufen vorwiegend im Winter, wenn die Abwärme gebraucht wird, leisten damit nebenbei einen wichtigen Beitrag zur Deckung des (erhöhten) Bedarfs an Winterstrom und stärken die Versorgungssicherheit. Dank der Wärmenutzung haben BHKWs gegenüber konventionellen Kraftwerken einen um bis zu 60% erhöhten Wirkungsgrad.³²

Bezeichnenderweise werden diese Technologien von der eingessenen Stromwirtschaft nach wie vor mit vielerlei Schikanen bekämpft. Auch die Wärmekraft-Kopplung ist eben, wie Windenergie oder Photovoltaik, eine Konkurrenzenergie, die die Machtstellung und den Marktanteil der alten Monopolisten bedroht. Deswegen scheut man keine Mühen, diese Effizienzverbesserungen (soweit man sie nicht selber betreibt) zu behindern: durch ungenügende Vergütung der Stromeinspeisung, diskriminierende Durchleitungstarife im Netz, Dumping-Angebote für elektrische Widerstandsheizungen und Wärmepumpen (zur Verhinderung des Baus von Wärmekraft-Kopplungsanlagen) usw.³³

Würden allein in Deutschland die fossilen Energieträger von Öl- und Gasheizungen entsprechend ihrer hohen Wertigkeit in dezentralen Wärmekraft-Kopplungsanlagen in Strom gewandelt, liesse sich etwa 300 TWh Primärenergie einsparen, was einer Ölmenge von etwa 30 Milliarden Liter pro Jahr oder fast 600'000 Barrel pro Tag ersetzen würde. Dies entspricht bereits 1% der weltweiten oder mehr als 10% des europäischen bzw. 20% des deutschen Ölbedarfs.³⁴

Mit Wärme-Kraft-Kopplung in dezentralen Anlagen kann in der Schweiz ein Potential von 21'000 GWh Strom erzeugt werden. Werden davon 7000 GWh für die Reduktion des CO₂-Anstiegs mittels Wärmepumpen verwendet, steht ein CO₂-freier Stromertrag von 14'000 GWh zur Verfügung.



3.17 Dieses Haus in Stäfa am Zürichsee verbraucht für die Heizung noch 3,1 Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr (0,3 Liter Heizöl) und erfüllt den Passivhausstandard. Für das Warmwasser werden 5,0 Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr verbraucht. Sonnenmarkisen schützen im Sommer vor Überhitzung und sorgen im Winter für einen maximalen Einstrahlungsgewinn. Die hinterlüftete Isolation besteht aus Zellulose, Glaswolle und Holzfaserplatten, ausgewählt nach baubiologischen Gesichtspunkten. Sämtliche Wohnungen verfügen über eine individuelle, kontrollierte Lüftung mit Wärmerückgewinnung. Die zugeführte Luft wird in einem Erdregister vorgewärmt. Bild Basler Versicherungen.²⁵



3.18 Die Liegenschaft an der Magnusstrasse 23 in Zürich (Baujahr 1895) erreicht nach der baulichen Sanierung den Passivhaus-Standard. Die Nebenkosten pro Monat für Heizung und Warmwasser betragen noch 50 SFr. (35 €).³⁵

8. Energie-Dienstleistungen: Aus der Effizienz ein Geschäft gemacht

Die andere Art, Einsparpotenziale zu realisieren geschieht über sogenannte Energieeffizienz-Dienstleistungen:

- Dazu gehört die Sanierung von grossen, komplexen Anlagen (z.B. Spitäler, Schulen, Überbauungen usw.).
- Als lohnende Objekte lassen sich meistens die Haustechnik, Fenster und die Gebäudeisolation identifizieren.
- Bei Lüftungs-Klima- oder Beleuchtungsanlagen, bei der Druckluft- und Kälteerzeugung sind nicht nur bei Neubauten, sondern auch bei Altbauten erhebliche Einsparungen zu realisieren.
- Die Payback-Zeiten in diesen Bereichen sind jeweils recht kurz. Meistens liegt der gesamtwirtschaftliche Gewinn (bei Berücksichtigung der Einsparungen an neuen, meist teureren Kraftwerken) ein Mehrfaches über den Investitionen.

Energiedienstleistungen mit Contracting (Drittfinanzierung) haben sich in den letzten Jahren zu einer eigenen Branche gemausert und müssen nicht zwingend – wie bei den Haushalten – durch öffentliche Programme finanziert werden. Anschubfinanzierungen, verbilligte Energieanalysen und Bürgschaften sind für eine rasche Verbreitung aber hilfreich. Und die wirksamste Energiesparmassnahme ohnehin bleibt eine neue Ölkrise oder eine ökologische Steuerreform: Steigen die Energiepreise, steigt auch der Anreiz, ältere Gebäude und Anlagen zu sanieren.

Stand der Technik sind heute Niedrigenergiehäuser mit einem Bedarf von 4 bis 7 l Heizöl pro Quadratmeter und Jahr. Auch in Deutschland werden ganze Neubausiedlungen nach Niedrigenergiestandards geplant und es entstehen sogar Plusenergiehäuser. Diese Gebäude stellen mehr Energie bereit als sie selbst brauchen.

Eine Analyse für die Stadt München ergab beispielsweise, dass es noch Altbauten gibt, die einen Wärmebedarf bis zu 60 l. pro Quadratmeter ausweisen. Das ist etwa 20 mal mehr als nach dem heutigen Stand der Technik machbar wäre.

Auch Altbauten lassen sich auf Passivhausstandards sanieren. An der Magnusstrasse 23 in Zürich wurde der Energieverbrauch um den Faktor 10 gesenkt. Das Haus verbraucht für den Heizwärmebedarf noch 21 Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr (2,1 Liter Heizöl). Der Primärenergieverbrauch für Heizung, Warmwasser, Lüftung und Haushaltstrom lag vor dem Umbau bei 1000 Kilowattstunden pro Quadratmeter Nettofläche und Jahr und konnte insgesamt um den Faktor 10 gesenkt werden. Schlüssel zum Erfolg waren eine 3 Zentimeter starke Dämmschicht innen und aussen an der Gebäudehülle, Fenster mit einem U-Wert unter 0,7Watt/m², eine Komfortlüftung als Warmluftheizung mit Luft-Wasser-Wärmepumpe, auf dem Dach 15 m² Sonnenkollektoren.

Teil 4



Josef Jenni



«Nullenergiehaus» (erbaut 1989) in Oberburg, Kanton Bern/Schweiz

Die Sonne kommt.

Der Schweizer Ingenieur Josef Jenni baute 1989 ein «Nullenergiehaus». Dieses erste Solarhaus der Schweiz mit 84 m² Kollektorfläche, drei Wassertanks mit zusammen 118 m³ Inhalt und 43 Quadratmetern Solarzellen bezieht die gesamte Energie von der Sonne. Der Ingenieur wurde zu Beginn stark angefeindet. Man hielt das Projekt eines sich selbst versorgenden Hauses technisch gar nicht für realisierbar. Insbesondere auch die auf Atomenergie eingeschworene Eidgenössische Technische Hochschule in Zürich und Lausanne stellte zuerst die Machbarkeit grundsätzlich in Frage und bemängelte anschliessend den hohen Anteil an Grauer Energie. Ein Vorwurf, der in den Nachfolgeprojekten klar und wissenschaftlich abgestützt ausgeräumt wurde. Viele der im Jenni-Haus angewandten

Technologien, zum Beispiel die Warmwasserspeicherung, wurden technisch weiterentwickelt. Inzwischen sind Passivhäuser Teil des internationalen Normensystems für Hochbauten. Josef Jenni widerlegte mit seinem praktischen Beispiel manchen Hochschulprofessor. Er steht beispielhaft für eine ganze Generation von Engagierten, die sich erfolgreich gegen die Arroganz des fossil-nuklearen Komplexes auflehnte.

Inhalt Teil 4

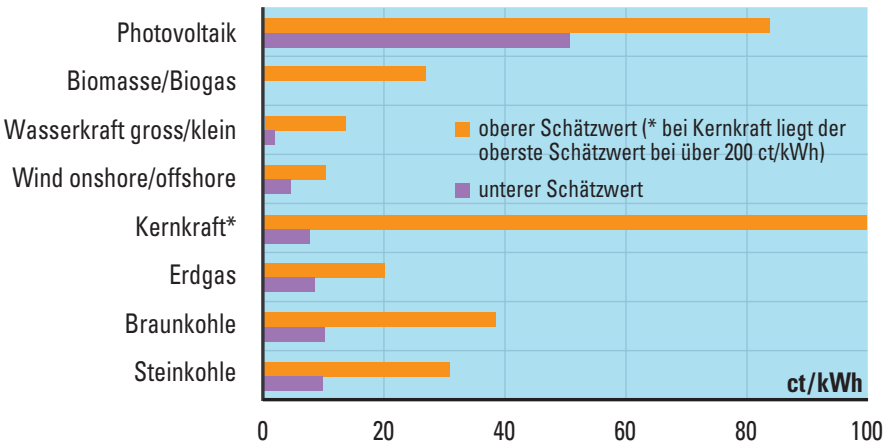
1.	Erneuerbare Energien: sauber, sicher, dauerhaft verfügbar	97
2.	Lernkurven	99
3.	Biomasse	101
4.	Solarkollektoren	103
5.	Photovoltaik	105
6.	Solarthermische Stromgewinnung	107
7.	Geothermie: Strom und Wärme aus der Tiefe	109
8.	Wasserkraft	111
9.	Windenergie im Binnenland	113

Schweizer Wasserkraftwerk mit Staumauer und Stausee



4.2 Wasserkraftwerke sind seit über 100 Jahren fester Bestandteil der Stromversorgung. Hohe Anfangsinvestitionen und eine sehr lange Lebensdauer sind charakteristisch.

Gestehungskosten von Strom Euro-Cent / kWh



4.3 Die Gestehungskosten von Strom aus erneuerbaren Energien sind höchst unterschiedlich. Strom aus neuen Windkraftwerken ist inzwischen billiger als Strom aus neuen Atom- und Kohlekraftwerken.

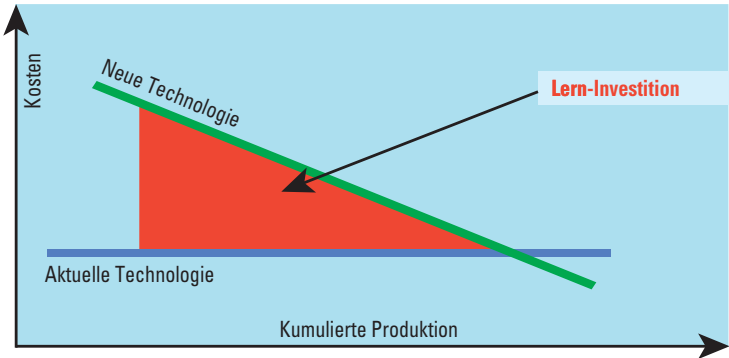
1. Erneuerbare Energien: sauber, sicher, dauerhaft verfügbar

Die erneuerbaren Energien haben mit einer Reihe von Vorurteilen zu kämpfen. Dazu gehört die Behauptung, die thermodynamische Qualität sei kleiner als bei Erdöl, sie seien astronomisch teuer und bestenfalls «additiv» nutzbar: Mit Solaranlagen oder Windturbinen könnten keine Kraftwerke ersetzt, sondern höchstens ein bisschen Brennstoff eingespart werden. In Wirklichkeit aber hat sich jedoch viel getan. Die letzten drei Jahrzehnte haben auf vielen Gebieten grosse Fortschritte gebracht. Wir sind wesentlich besser vorbereitet für eine nachhaltigere Energieversorgung als Anfang der 70-er Jahre. Manche Technologien, z.B. bessere Fenster, sparsame Motoren oder Sonnenkollektoren haben sich durchgesetzt, obwohl das Umfeld sinkender Energiepreise alles andere als günstig war. Die Vorurteile gegen die erneuerbaren Energien lassen sich leicht widerlegen:

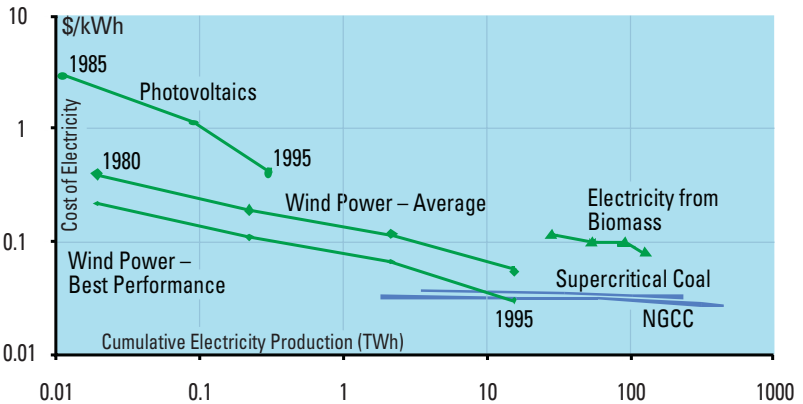
- Mit Solarenergie (z.B. unter Verwendung von Heliostaten)¹ lassen sich Temperaturen erreichen, die mit Erdöl oder Kohle nicht erreicht werden.
- Solare Einstrahlung kann direkt – ohne Temperaturtransformation – in Elektrizität gewandelt werden. Sie vermeidet die Ineffizienz thermischer Energieumwandlung mit Verlusten von 40–80 Prozent.
- Während ein Liter Erdöl eine nach thermodynamischen Gesetzen definierte, endliche Nutzung verspricht, wird die Solarenergie täglich erneuert. Solare Energiesysteme versprechen deshalb eine hohe Dauerhaftigkeit und Sicherheit der Nutzung ohne Erschöpfungsdynamik.
- Stoffströme können weitgehend in Kreisläufen geführt, Rohstoffe wiederverwertet werden. Nur für fossile Energierohstoffe gilt die unumkehrbare Richtung des Verbrauchs, da hier durch chemische Umwandlung das Material auf ein energetisch tieferes Niveau gebracht wird. Die Energieumwandlung aus Solarenergie kommt ohne diese Nebenwirkungen (Abwärme, Abgase) aus und ist darin den konventionellen Energien überlegen.
- Der grundsätzliche Unterschied zwischen nichterneuerbaren Energien und allen anderen Material-Nutzungen ist bekannt: Die Umwandlungsprodukte, die bei fossilen und nuklearen Nutzungen entstehen, sind für die Biosphäre eine problematische Altlast und reichern sich an. Eine Rezyklierung von CO₂ wäre theoretisch möglich, allerdings müsste dafür mehr Energie aufgewendet werden, als im Ausgangsmaterial enthalten war, was keinen Sinn macht.

Trotz hoher Verfügbarkeit erschweren die geringe Leistungsdichte und die Schwankungen im Energiedargebot die Nutzbarkeit der erneuerbaren Energien. Für Biomasse-, Geothermie, und Wasserkraft gilt dies allerdings nicht; sie sind – technisch gesprochen – grund- oder gar spitzenlastfähig. Durch geschickte Kombination werden jahres- und tageszeitliche Schwankungen ausgeglichen, sodass die Energie zeitgerecht, am richtigen Ort, kostengünstig und in der benötigten Qualität zur Verfügung steht. Immer wichtiger werden dafür die Informationstechnologien, das Angebots- und Verbrauchsmanagement, alte und neue Speichersysteme und Sekundärenergieträger (z.B. Wasserstoff), um Angebots- und Lastkurven einander anzupassen. Das Interessante ist auch: Die Nutzung folgt dem Verbrauch weniger in Form von zentral errichteten Grosskraftwerken sondern adaptiv, lokal, dezentral gesteuert. Die planwirtschaftliche Angebotspolitik, die den Ausbau der Atomkraft herbeiführte, hat sich dank offener Netze und neuer Technologien überflüssig gemacht. Wichtig bleiben aber die Rahmenbedingungen: Nutzungsflächen für erneuerbare Energien, ein fairer Stromregulator, Investitionssicherheit und die Internalisierung externer Kosten mit ökologischen Steuerreformen.

Lernkurven alter und neuer Energietechniken



4.4 Eine «Lernkurve» bildet die durch die Erhöhung der Produktion und der Vergrößerung des Marktes sich ergebende Preisreduktion aus Erfahrung, Massenproduktion und technischer Weiterentwicklung ab. Im Bereich des Maschinenbaus zeigt die Auswertung historischer Daten eine typische Kostenreduktion von 10% bei einer Verdoppelung des Marktes. Der Lerneffekt und damit die Kostenreduktion ist zu Beginn der Markteinführung sehr hoch. Mit geringen öffentlichen Investitionen kann der Preis einer Innovation gesenkt werden. Grafik St. Nowak.



4.5 Die IEA veranschlagt die Lerneffekte bei neuen Energietechniken recht hoch. Bei der Windenergie wird von einer Kostenreduktion um 18% bei jeder Verdoppelung des kumulierten Absatzes berichtet, bei der Photovoltaik sogar von 35%, Biomasse 15%. Wegen der fortgeschrittenen «Reife» von Kohle- und Gaskraftwerken werden dort nur noch Kostensenkungen von 3–4% bei jeder kumulierten Verdoppelung des Umsatzes registriert. Man beachte die logarithmische Skala der X-Achse. Grafik IEA.²

2. Lernkurven

Der Hauptgrund, weshalb es sich lohnt, neue Technologien nicht nur zu erforschen, sondern ihre Markteinführung aktiv zu fördern, liegt in der Erscheinung der sogenannten Lernkurven:

- Wird die Nachfrage nach einer Technologie beschleunigt, kann die «Lernkurve» von neuen Technologien verkürzt werden.
- Bei Sonnenkollektoren konnte die Lernkurve durch staatliche Förderungsprogramme stark verkürzt werden – die Preise moderner Anlagen verminderten sich dadurch um rund 50%.³
- Bei den Kosten von Solarmodulen betrug der Lernfaktor zwischen 1968 und 1998 weltweit etwa 0,8. Jedes Mal, wenn sich die kumulierte Produktionsmenge insgesamt verdoppelt hat, betrugen die Kosten nur noch 80% des Anfangswertes.⁴ Wie schnell die Preise sinken, hängt damit direkt von der jährlichen Wachstumsrate ab.⁵
- Lernkurven spielen auch bei den herkömmlichen Energieträgern und ihren spezifischen Verbesserungen. Die herkömmlichen Technologien haben aber ihre Wachstumsphase schon länger hinter sich

Das Konzept der Lernkurve führte in manchen Ländern (Dänemark, Spanien, Deutschland) zu einer bewussten Neuorientierung der Energiepolitik:

- Es geht darum, möglichst viele Optionen zu öffnen und eine sich selbst tragende Dynamik anzustossen.
- Manche erneuerbaren Energien (Windenergie, Geothermie) könnten den aktuellen Energiebedarf gleich mehrfach decken.⁶ Ihr Potential ist kein limitierender Faktor für die quantitative Nutzung.
- Entscheidend sind deshalb die Zuwachsraten, d.h. die Frage, wie schnell Lernkurven durchschritten werden und weniger, wie weit man überhaupt kommt.
- Die Tragfähigkeit einer neuen Technologie entscheidet sich erst später, unter Bedingungen fortgeschrittener Massenproduktion.
- Die Zukunftsaussichten einer neuen Technologie orientieren sich dann vernünftigerweise nicht mehr an der Wirtschaftlichkeit auf Pioniermärkten.

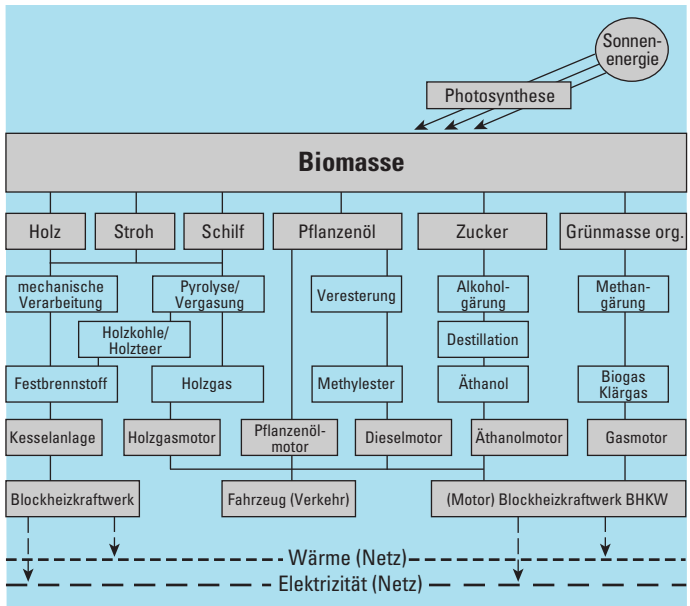
Wir stehen also mitten in einer positiven Kostendynamik bei den erneuerbaren Energien. Gleichzeitig kämpfen die konventionellen Energien mit einer Verteuerung: Für Kohlekraftwerke und Benzinmotoren sinkt die technische Effizienz durch *End-of-Pipe*-Auflagen (zum Beispiel Entschwefelungsanlagen, Katalysator usw.) zur Reduktion von Abgasen und Treibhausgasen. Auch die Verknappung der Rohstoffe führt zu steigenden Kosten. Und schliesslich greifen in vielen Ländern auch die ökologischen Steuerreformen. CO₂- und Energieabgaben verfehlen langfristig ihre Wirkung nicht.

Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz



4.6 Seit 1996 wird Biogas, erzeugt aus Küchen- und Gartenabfällen, ins Zürcher Gasleitungsnetz eingespeist. Das «Kompogas»-Verfahren ermöglicht auch die Herstellung von CO₂-neutralem Fahrzeugtreibstoff. Bild VSG.

Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse



4.7 «Die Einsatzmöglichkeiten von Biomasse sind äusserst flexibel und denen von Erdöl und Erdgas vergleichbar.» Grafik Enquete-Kommission⁷

3. Biomasse

Entgegen landläufigen Vorurteilen ist es nicht die Wasserkraft, die in Europa den grössten Beitrag unter den erneuerbaren Energien leistet, sondern die Biomasse (64%). Während vielen Jahrtausenden war Brennholz die einzige aktiv genutzte Energie. In Europa wurde seit dem Mittelalter eine Verkappung von Holz befürchtet.⁸ Versorgungsengpässe im 18. Jahrhundert führten schliesslich zum Übergang zur Steinkohlenutzung. Heute besteht in Mitteleuropa ein ganz anderes Problem: Es wächst mehr Holz zu als direkt genutzt wird.

Weltweit wurden 1999 etwa 53 800 PJ/a, dies sind 15% des Primärenergieverbrauchs der Welt, durch Biomassenutzung bereitgestellt. Dabei sind die Nutzungen in Teilen Afrikas und Asiens nicht als nachhaltig zu betrachten, da mehr verbraucht wird als nachwächst. Im Bereich der Elektrizitätserzeugung wird für das Jahr 1999 eine weltweit installierte Leistung von 14'000 MW angegeben; 50% davon in den USA.

Die ungenutzten Potential in den Industrieländern sind nach wie vor bedeutend:

- In der Schweiz wird vom jährlichen Holzzuwachs von 9-10 Mio. m³ weniger als ein Drittel energetisch genutzt.⁹
- In Deutschland deckt Biomasse 1,7% des Primärenergieverbrauchs (Anteil an der Wärmeerzeugung ca. 3%, Biodiesel ca. 0,55% Stromproduktion ca. 0,3%). Das Wachstum ist hoch: Allein im Jahr 2000 wurden ca. 12'000 Holz(pellet)heizungen gebaut. Die Anzahl der Biogasanlagen stieg von ca. 200 (1994) auf 1650 Anlagen Ende 2001. Eine Verdreifachung der Nutzung wird für möglich gehalten.¹⁰
- In Österreich erlebt die Nutzung von Holz eine grosse Renaissance und deckt bereits 14% des Energieverbrauchs, in Finnland 22%. In diesen Ländern hat auch ein beträchtlicher Innovationsschub stattgefunden.
- Moderne Holzfeuerungen erreichen höchste Wirkungsgrade und erfüllen die strengen Grenzwerte der Luftreinhalte-Verordnung problemlos. Holz könnte in der Schweiz über 10% des Wärmeenergieverbrauchs abdecken. Bei einer Verbesserung des Gebäudebestandes Richtung Minergie-Standard könnte sich dieser Anteil auf 25% erhöhen.¹¹

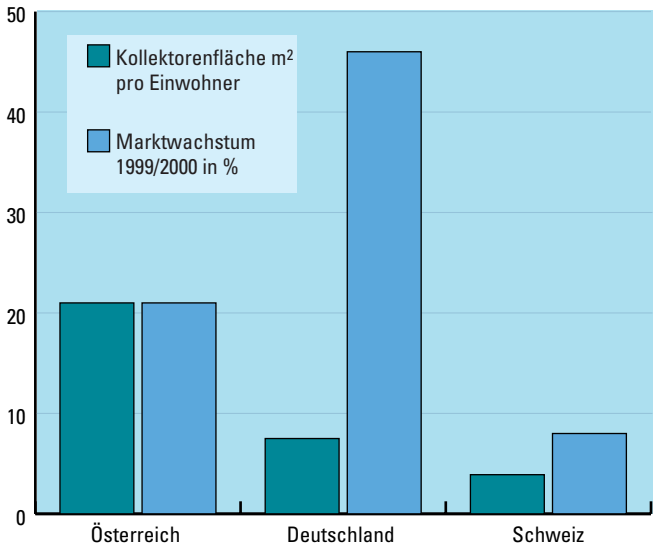
Der Anteil an automatischen Holzfeuerungen (Holzschnitzel, Holzpellets) in den letzten Jahren beträchtlich zugenommen (plus 100% seit 1991). Bei einer Verteuerung des Erdöls ist Energieholz auch wirtschaftlich sehr interessant. Neben der Wärmeerzeugung aus fester Biomasse hat die anaerobe Vergärung zur Erzeugung von Biogas eine starke Verbreitung gefunden. Mit thermochemischer Vergasung sind höhere elektrische Wirkungsgrade als beim klassischen Dampfkraftprozess zu erwarten.

Wo die Sonne heizen lernt



4.8 Acht-Familien-Passivhaus in Stans, Zentralschweiz (Solarpreis 2002). Passive Sonnenenergie durch grosse Fensteröffnungen, 30 cm Steinwolle an der Nordfassade, auf dem Flachdach 42 m² Warmwasserkollektoren und 1.4 kW Solarzellen installiert. Bild SSES¹²

Sonnenkollektoren-Nutzung im deutschsprachigen Raum



4.9 Nach dem Atomausstieg erhielten die erneuerbaren Energien in Österreich freie Fahrt, was sich am hohen Stand der Solar- und Holznutzung zeigen lässt. In Deutschland sind die jüngsten Markteinführungsprogramme für Sonnenkollektoren ebenfalls sehr erfolgreich, während die Entwicklung im Atomghetto Schweiz trotz starkem Engagement von Einzelpersonen auf tiefem Niveau stagniert.

4. Solarkollektoren

Ein Quadratmeter Sonnenkollektoren vermag in Mitteleuropa bei richtiger Planung etwa 40–60 Liter Erdöl zu ersetzen. Die Nutzung hat in den letzten 20 Jahren stetige Fortschritte gemacht. Begonnen hat es in den 70-er Jahren mit 2-Scheibenkonstruktionen. Ab 1980 folgten die Absorber mit nur noch einer Scheibe und ab ca. 1990 verbreiteten sich Indachkollektoren, die sich an Stelle der Ziegel ins Dach einfügen. Ab 1995 kamen Kompaktanlagen auf den Markt. Es sind standardisierte Kollektoren mit allem Zubehör für Ein- oder Mehrfamilienhäuser, die dank modularem Konzept, Low-Flow-Technik und Massenfertigung die Planungs-, Produktions- und Installationskosten weiter absenkten.

Das Öko-Institut berechnete in seiner Marktübersicht die solaren Wärmekosten im Jahr 1996, je nach System und Anlagengröße, zwischen 0,036 und 0,302 €/kWh (Globalstrahlung in Freiburg i.B. 1184 kWh/m²a)

Tabelle 1 Wärmekosten aus Sonnenkollektoren (1996) 10 kWh = 1 Liter Heizöl

Kollektorentyp	€/kWh	Fr./kWh
unverglaste Kollektoren	0,036-0,051	0.054-0.077
große Warmwasser-Anlagen	0,066-0,087	0.1-0.13
Nahwärme mit Kurzzeitspeicher	0,051-0,112	0.08-0.17
Nahwärme mit Langzeitspeicher	0,133-0,21	0.20-0.31
Brauchwasserwärme	0,112-0,251	0.17-0.38
Raumheizungsunterstützung	0,123-0,302	0.18-0.45

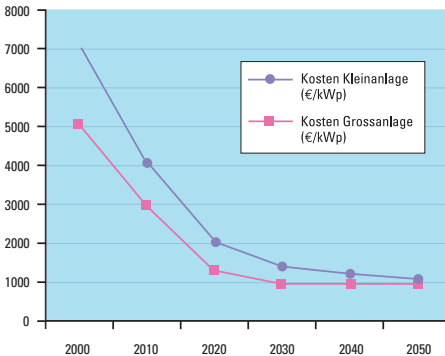
Auf Grund der langen Winter will man Solarenergie das ganze Jahr über verfügbar machen. Im Norden Europas wurde das Konzept der solaren Nahwärmenetze entwickelt. Die Wärme des Sommers wird für den Winter gespeichert, und das gelingt um so besser, je grösser die gespeicherte Energiemenge ist. Es wurden solare Nahwärmenetze von mehreren tausend Quadratmeter Kollektorfläche gebaut und bei guter Auslegung liessen sich 60 oder sogar 70% der Jahreswärmemenge bereitstellen.

In den letzten Jahren war der Weltmarkt für solare Wärmegewinnung von einem stetigen Wachstum geprägt, obwohl der Markt in den USA sich leicht rückläufig entwickelte. Im Verlauf der 90-er Jahre wurde der Weltmarkt stark von der Entwicklung des europäischen Marktes geprägt, der ein durchschnittliches Wachstum von 18% verzeichnete. Sehr hohe Zubauraten sind seit 1999 im asiatischen Raum zu verzeichnen. Alleine in China wurden 4 Mio. m² im Jahr 1999 neu installiert. Der Zuwachs verläuft in den einzelnen Ländern allerdings höchst unterschiedlich. In der Schweiz hintertreibt die Atomlobby nach wie vor eine breite Anwendung dieser Techniken.

Es lässt sich feststellen, dass das Potential solarer Wärmenutzung sehr gross ist und an Bedeutung gewinnt, je effizienter Immobilien ausgelegt sind. Gemäss der ARGE Solarwirtschaft übertrifft der gesamte solarthermische Wärmeertrag den Wärmebedarf der deutschen Haushalte deutlich; erst recht gilt dies für die Schweiz mit den höheren Einstrahlungswerten.

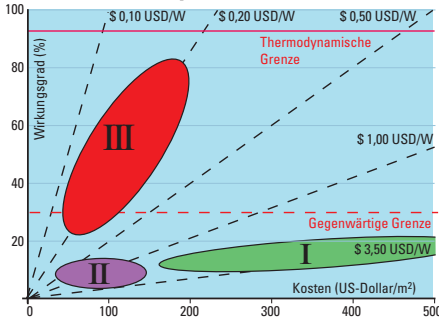


4.10 Kombianlage thermisch/photo-
voltaisch, Solar-Compactline, 4,5 m²
Kollektor und PV Anlage 2,25 m²,
Deckungsgrad im EFH: 60% für
Warmwasser, 7% für Strom. Bild
SSES

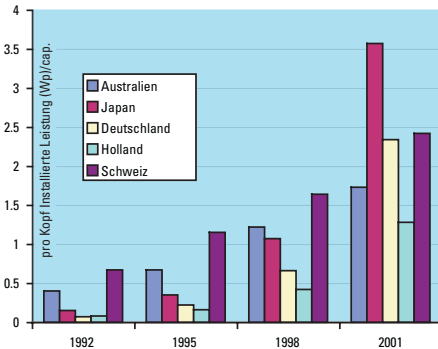


4.11 Bis zum Jahr 2020 wird eine
Kostenreduktion von Solarzellen um
den Faktor drei erwartet. Grafik:
Deutsche Enquête-Kommission.¹³

Wirkungsgrad- und Kostenprognose für die dritte Generation



4.12 Das langfristige Forschungsziel
der Photovoltaik wird durch die sog.
«PV-Zelle der 3. Generation» be-
schrieben, wie sie von Martin Green
vorgestellt wurde.¹⁴ Die hohen Wir-
kungsgrade werden heute auch im
Labor noch nicht erreicht. Grafik:
Deutsche Enquête-Kommission.



4.13 Installierte Leistung pro Kopf in
verschiedenen Ländern. Die Schweiz
war in der Photovoltaik lange Zeit
führend und leistet in der Forschung
noch immer wichtige Beiträge. So-
lartechnik genießt in der Bevölke-
rung grosse Sympathien, doch die
Blockadepolitik der Schweizer Atom-
lobby hat eine industrielle Entwick-
lung wie in Deutschland verhindert.
Mit dem Erneuerbare-Energien-Ge-
setz ist Deutschland zu einer der
führenden Solarnationen geworden.

5. Photovoltaik

Die Wandlung von Solarstrahlung in Strom mittels Photovoltaik steht für Unabhängigkeit und für die Möglichkeit, sich aus der Ohnmacht gegenüber dem Monopol der Stromerzeuger zu befreien. Photovoltaik ist die teuerste Form der erneuerbaren Energienutzung. Doch es gibt einen wachsenden internationalen Markt. Im Jahr 2001 wurden weltweit erstmals mehr als 300 Megawatt installiert. Meistverwandtes Material ist heute Silizium, doch gibt es Möglichkeiten, mit neuen Materialien und Massenproduktion die Herstellkosten zu senken.¹⁵

Eine Kostensenkung versprechen die Dünnschichtmodule:

- **weniger Material:** Es wird rund 100 mal weniger Silizium benötigt als für herkömmliche Zellen.
- **Automation:** Dünnschichtzellen können im Endlosverfahren produziert werden und müssen nicht Stück für Stück zusammengelötet werden.
- **Reduzierter Energieaufwand:** Die Energierückzahldauer liegt unter einem Jahr verglichen mit 3–5 Jahren bei kristallinen Zellen
- **Besseres Temperaturverhalten:** Die niedrige Temperaturempfindlichkeit von Dünnschichtzellen ermöglicht eine bessere Energieausbeute auch bei hohen Betriebstemperaturen.
- **Besseres Spektralverhalten:** Dünnschichtzellen lassen eine höhere Energieausbeute auch bei bedecktem Himmel erwarten, was insbesondere in nördlichen Ländern von mit hohem Diffuslichtanteil von Vorteil ist.
- **Als gewichtiger Nachteil** muss angefügt werden, dass heute noch immer geringere Wirkungsgrade erzielt werden als bei kristallinen Modulen. Deshalb braucht es bei gleicher Leistung mehr Fläche. Dies verursacht Mehrkosten bei der Montagezeit, längere Kabel, mehr Unterkonstruktion usw. Es wird aber erwartet, dass dieser Nachteil mittelfristig durch geringere Produktionskosten und eine Steigerung der Wirkungsgrade beseitigt werden kann.¹⁶

Bisherige Beobachtungen zeigen, dass der im Labor erreichte maximale Wirkungsgrad mit etwa 10 Jahren Verzögerung auch im kommerziellen Bereich anzutreffen ist. Daher erwartet die deutsche Enquête-Kommission Energie, «dass der Wirkungsgrad kommerzieller Solarzellen aus Silizium bis zum Jahr 2010 auf 16–22% steigen wird.»

Die Potenziale der photovoltaischen Stromproduktion hängen von den als geeignet angenommenen Flächen ab. Wird weltweit ein pro Kopf installierbare PV-Fläche von 10 m² zugrunde gelegt, die auf Dächern (inkl. Infrastrukturanlagen wie Lärmschutzwände, Fabrikhallen usw.) installiert werden, so ergibt sich bei einem Systemwirkungsgrad von 16% eine Stromerzeugung von 15 329 TWh, was ungefähr der weltweiten Stromproduktion von 1999 entspricht.¹⁷ In der Schweiz könnte allein die Nutzung der am besten nach Süden ausgerichteten Dächer (100 km²) eine Produktion von 8,5 TWh (17% des Stromverbrauchs) leisten,¹⁸ in Deutschland wurde für 1095 km² Dach- und 805 km² ein Produktionspotential von ca. 38% der Stromerzeugung als gewinnbar eingestuft. Der energetische Beitrag stösst nicht bezüglich der nutzbaren Flächen an Grenzen, sondern hängt davon ab, wann und wie weit die Gestehungskosten gesenkt werden können. Bisher sanken die Kosten um 4–6% pro Jahr, sodass – bei fortgesetztem Ausbau – bis im Jahr 2020 eine konkurrenzfähige Energiequelle zur Verfügung stehen dürfte. Dabei ist zu beachten, dass die dezentrale Nutzung von Photovoltaik geeignet ist, die Stromnetze während der stromintensiven Mittagszeit am stärksten zu entlasten.

Solarthermische Grosskraftwerke



4.14 Auf dem Gelände der «Plataforma Solar» in der Nähe von Almería (Spanien) werden die verschiedenen Anlagenkonzepte seit mehreren Jahren unter Realbedingungen erforscht.



4.15 Parabolrinnenkollektoren, wie sie auch in Kalifornien verwendet werden. Die Einfallende Sonnenstrahlung wird auf die Röhre in der Mitte gespiegelt. Dort wird die Trägerflüssigkeit auf mehrere Hundert Grad erhitzt und betreibt anschliessend ein konventionelles Dampfkraftwerk.

6. Solarthermische Stromgewinnung

In sonnenreichen Ländern mit einem Direktstrahlungsanteil von über 1700 kWh/m² besteht die Möglichkeit, mit konzentrierenden Systemen solarthermisch Strom zu erzeugen. Wesentliche Techniken sind:

- Parabolrinnenkraftwerke, Arbeitstemperaturen ca. 390 °C (Leistung 30–80 MW), seit bald 20 Jahren im kommerziellen Betrieb;
- Solarturmkraftwerke, Arbeitstemperaturen ca. 1100 °C, Leistung 0,5 bis 10 MW – als Pilotanlagen gebaut. Die Sonnenstrahlung wird dabei mit leicht gekrümmten Spiegeln, die der Sonne nachgeführt werden, auf die Spitze eines Turmes fokussiert. In dessen Brennfleck befindet sich der Receiver, der die etwa 500-fach konzentrierte Solarstrahlung absorbiert. Danach wird die heiße Luft in Gasturbinen- und Dampfkraftwerken in Strom gewandelt.
- kleine, dezentral installierbare Solar-Paraboloid-Anlagen mit Arbeitstemperatur von ca. 700 °C (Solar-Dish-Stirling Systeme), Leistung von 7 bis 50 kW

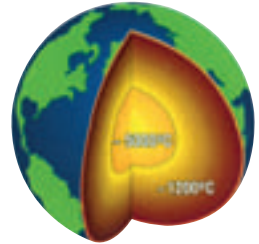
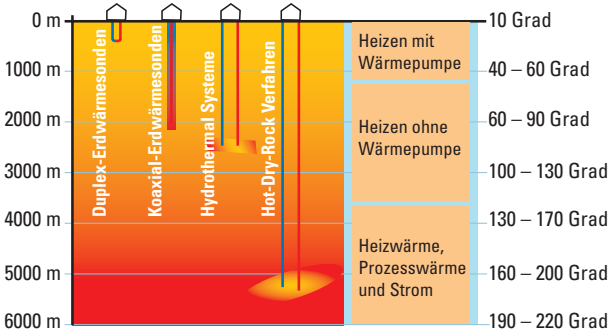
In der Mojave-Wüste in Kalifornien wurden zwischen 1984 und 1991 neun Kraftwerke des Parabolrinnentyps mit einer Gesamtleistung von 354 Megawatt elektrischer Leistung installiert und betrieben. Sie trugen bis heute mehr als 50% zur weltweiten Solarstromproduktion bei. Mit den bereits installierten Parabolrinnen-Kraftwerken wird ausschließlich elektrischer Strom produziert, obwohl auch Prozesswärmeeinspeisung und Kraft-Wärme-Kopplung problemlos möglich ist. Weitere technische Verbesserungen sind absehbar:

- Die Weiterentwicklung der in Kalifornien eingesetzten LS3 Kollektoren durch ein europäisches Konsortium erreicht einen höheren Wirkungsgrad, Kostenreduktionen und eine vereinfachte Montage.
- Mit Salzschnmelzspeichern steht die tagsüber gespeicherte Wärmeenergie auch nachts zur Stromproduktion zur Verfügung, wodurch eine höhere Auslastung des konventionellen Kraftwerkteils erzielt wird.
- Weitere Innovationen sind die automatisierte Betriebssteuerung nach Wetterdaten und Bedarfsvorhersage sowie automatisierte Wartungskontrollen mit Hilfe von Inspektionsrobotern.

Die Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt schätzt, dass solarthermische Kraftwerke allein in Griechenland, Italien, Portugal und Spanien mehr als die Hälfte des Stromverbrauchs der Europäischen Union produzieren könnten.¹⁹ Die Stromgestehungskosten in den kalifornischen Parabolrinnenanlagen liegen bei ca. 12 US-C./kWh. Im Frühjahr 2001 veröffentlichte die Weltbank eine Kostensenkungsstudie, in der die Stromerzeugungskosten bei einer Implementierung von ca. 1000 MW für Parabolrinnen- und Solarturmkraftwerke bei 8 US Cent/kWh_e rein solar liegen werden. Das langfristige Kostensenkungspotenzial (bis ca. 2020) liegt bei 5–6 US Cent/kWh_e, also etwa da, wo heute Öl- und Gaskraftwerke liegen.

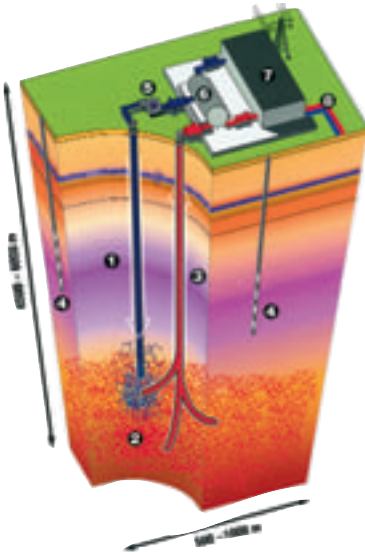
Der spanische Ministerrat hat inzwischen eine kostendeckende Einspeisevergütung («Prima») für Strom aus solarthermischen Kraftwerken beschlossen. Danach wird für solarthermisch erzeugten Strom ein Bonus von 12,02 Cent zusätzlich zum Marktpreis für konventionellen Strom gezahlt. Soluz Generación Solar entwickelt derzeit drei Standorte für Solarthermische Kraftwerke mit einer Leistung von jeweils 50 MW in Südspanien.²⁰ Die spanische Regierung verspricht sich einen steigenden Absatz solcher Kraftwerke im Sonnengürtel der Erde. Auch hier gilt es, die Lernkurve endlich zu durchschreiten.

Die verschiedenen Grundprinzipien der Erdwärmenutzung



4.16 Die Grundprinzipien der Erdwärmenutzung: Erdwärmesonden, Nutzung von Dampflagern und Hot-Dry-Rock-Verfahren. Grafik Geothermal Explorers Ltd.²¹

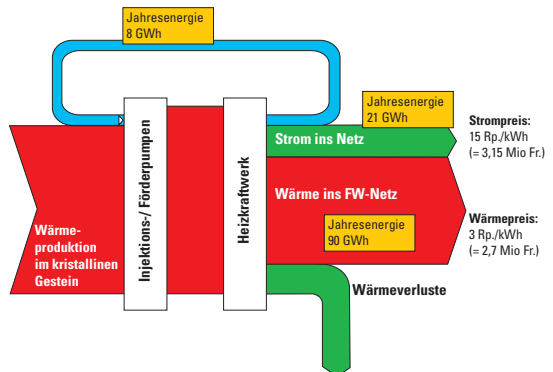
Deep Heat Mining Hot Dry Rock-Verfahren



4.17 In 4–6 km Tiefe herrschen Temperaturen um 200 Grad Celsius. Durch die Injektionsbohrung (1) wird Wasser in künstlich erweiterte Klüfte gepresst (2). Durch die Produktionsbohrung (3) wird das erhitzte Wasser mittels Pumpe (5) wieder an die Oberfläche gepresst. Dampf wird in einem Wärmetauscher (6) erzeugt, in einem Dampfkraftwerk in Strom gewandelt. Die Restwärme heizt via Fernwärmenetz (8) ein ganzes Wohnquartier in der Umgebung. Über eine Beobachtungsbohrung (4) wird der Wärmetausch im Erdinneren beobachtet. Grafik Geothermal Explorers Ltd.

Das Basler Projekt: Strom und Wärme für 5000 Haushalte

4.18 Das geothermische Kraftwerk in Basel wird mit einer elektrischen Leistung von 3 MW und einer Wärmeleistung von 20 MW konzipiert. Die Wärmeleistung von 90 GWh entspricht dem Wärmegehalt von 9000 Tonnen Heizöl. Rund 7% der Energie wird als Eigenbedarf für den Betrieb der Anlage verwendet.



7. Geothermie: Strom und Wärme aus der Tiefe

Warme Quellen werden seit Jahrhunderten für Bäder und Heizungen genutzt. Im Durchschnitt nimmt die Temperatur ab Erdoberfläche pro 100 m Tiefe um etwa 3 °C zu. Weit verbreitet ist die untiefe Geothermie (50–1000 m), die mittels senkrechten Erdwärmesonden, flächig verlegten Erdregistern oder Nutzung von Tunnelwasser dem Boden Wärme entzieht.

Via Wärmepumpe, meist unter Nutzung von Strom, wird die Umweltwärme auf höhere Temperaturen gebracht. Der dabei involvierte Stromverbrauch ist dann problematisch, wenn die Leistungsziffer der Wärmepumpen (sie liegt in der Schweiz derzeit unter 3)²² nur gerade die Energieverluste von thermischen Kraftwerken kompensiert und der zusätzliche Strom aus fossilen Quellen gewonnen wird. Das Gesamtsystem arbeitet dann nicht effizienter als die direkte Verbrennung fossiler Energieträger.²³

Die Stromerzeugung aus heissen Quellen ist Stand der Technik, beschränkt sich aber auf Dampflagerstätten in geologisch besonderen Gebieten.²⁴ Weltweit sind ca. 8000 MW installiert, mit einer Jahresproduktion von 46 TWh, was nicht ganz dem Endenergieverbrauch der Schweiz gleichkommt.²⁵ Diese konventionelle Nutzung ist wegen der Entfernung zu den Energieverbrauchern trotz eines grossen Potentials²⁶ nur lokal spezifisch nutzbar.

Innovativ und vielversprechend ist die Erzeugung von Strom und Wärme aus Bohrungen in 4000–6000 Metern. Sog. *Deep Heat Mining* «sollte es ermöglichen, Strom aus geothermischen Quellen auch in geologisch «normalen» Gebieten zu produzieren,» so Prof. Ladislaus Rybach von der ETH Zürich.

Das Potential dieser Energiequelle ist so gross, dass sie den Weltverbrauch gleich mehrfach decken könnte.²⁷ Für Deutschland allein wird die technisch Nutzbarkeit mittels hydraulischem Wärmetausch auf 10'000 PJ geschätzt (70% des aktuellen Energieverbrauchs). Und die industrielle Nutzung dieser Technik ist auf gutem Weg:

- In Soultz-sous-Forêts im Elsass ist eine Hot-Dry-Rock-Pilotanlage seit einigen Jahren in Betrieb, Arbeitstemperatur 140 °Celsius.
- In Deutschland ging das erste Erdwärmekraftwerk mit 200 kW_e in Neustadt-Glewe (Mecklenburg) im Jahr 2003 in Betrieb. Das Kraftwerk (Kosten 0,8 Mio.€) wird mit 98 °C heissem Wasser aus 2200 Meter Tiefe gespeist. Wegen der niedrigen Temperatur wird ein organischer Stoff als Turbinendampf genutzt, der bei 30 °C siedet.
- In Basel wird die erste kommerzielle Deep Heat Mining-Anlage mit einer Stromleistung von 3–4 MW und einer Wärme-Auskopplung (20 MW) geplant. Das Gesamtprojekt ist mit Kosten von 86 Mio. Fr. (57 Mio.€) budgetiert, es werden Wärmekosten von 3,6 Rp./kWh (2,4 €/C./kWh) und Stromkosten von 15 Rp./kWh (10 €/C./kWh) erwartet, was für eine Pilotanlage als sehr günstig gewertet werden kann.
- Erste Probebohrungen bis auf 2750 m haben bestätigt, dass in 5000 m Tiefe Temperaturen von über 200 °C erwartet werden können, womit die Projektbedingungen erfüllt sind.

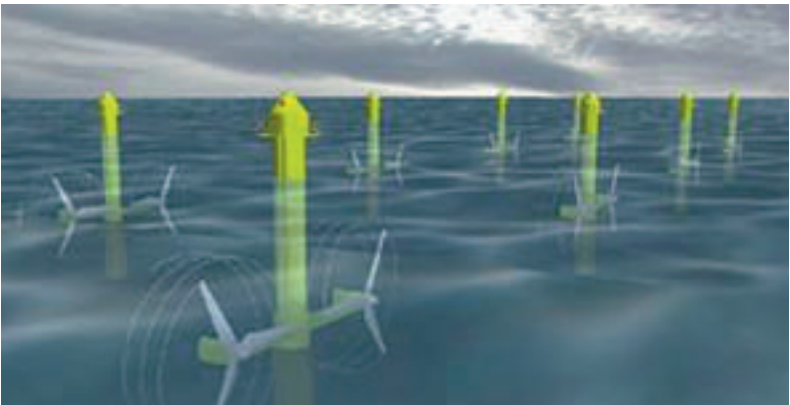
Erdwärme hat viele Vorteile. Sie ist eine dezentrale Energie, die höchstens 6 km unter dem Verbraucher liegt. Die wärmegekoppelte Stromerzeugung ist CO₂-frei und steht tageszeitlich, saisonal und vom Klima unabhängig zur Verfügung. Der Platzbedarf ist gering, die kurzen Stoffflüsse spielen sich in einem geschlossenen Kreislauf ab. Die Einwirkungen auf die Umwelt sind deshalb minimal.

Grosses Potential: Revitalisierung alter Kraftwerke



4.20 Saniertes Kleinwasserkraftwerk. Bild ADEV Energiegenossenschaft.

Grosse Zukunft: Neuartige Gezeitenkraftwerke



4.21 Unterwasserturbinen zur Nutzung von Meeresströmungen werden in Grossbritannien entwickelt und funktionieren nach ähnlichen Prinzipien wie Windturbinen. Das nutzbare Potential zur Stromerzeugung ist sehr gross und die Stromproduktion folgt den Zyklen von Ebbe und Flut. Grossbritannien will noch im Jahre 2003 erste Pilotanlagen testen. Die Turbinen haben einen Durchmesser von 20 m; die Gestehungskosten werden tiefer veranschlagt als für Atom- und Kohlestrom und könnten sogar jene der Windenergie unterschreiten. Bild: Solar Access

8. Wasserkraft

Das Wasser auf der Erdoberfläche bewegt sich in einem Kreislauf, der von der Energie der Sonne angetrieben wird. Wo Wasser fliesst, lässt sich Strom erzeugen. Das gilt nicht nur für Flüsse und Bäche, sondern auch für Trinkwasser- oder Abwasseranlagen mit nutzbarem Gefälle. Heute ist die Wasserkraft die weltweit größte, kommerziell genutzte regenerative Energiequelle zur Stromproduktion: Aus den 1999 installierten 669'000 MW Kraftwerksleistung wurden 2'635 TWh Strom (17,8% des Weltstromverbrauchs) erzeugt. Die weltweite Zubaurate beträgt 10'000 bis 15'000 MW jährlich, mit Schwerpunkt in Asien (China).²⁸

Die Anfänge der Stromproduktion aus Wasserkraft gehen auf das vorletzte Jahrhundert zurück. Als es gegen dessen Ende gelang, elektrische Energie über grössere Distanzen zu transportieren, setzte der eigentliche Ausbau der Wasserkräfte ein. Wasserkraft erbringt in der Schweiz 65% der Stromproduktion, dank hohen Niederschlägen und Nutzung der Höhendifferenzen. Wichtige Merkmale der Wasserkraftnutzung:

- Wasserkraft ist wegen ihrer Betriebssicherheit, Umweltverträglichkeit und ihres dezentralen Vorkommens beliebt, die Eingriffe in die Landschaft sind aber massiv und das nutzbare Potential eng an das Vorhandensein nutzbarer Wasserläufe gebunden. Das Potential ist damit wesentlich beschränkter als bei anderen erneuerbaren Energien (Wind, Geothermie)
- Mit gespeichertem Wasser kann die hochwertige Energie weitgehend dem Bedarf entsprechend, d.h. konsumangepasst, produziert werden. Wasserkraftwerke leisten eine wichtige regulierende Funktion im europäischen Verbundnetz. Diese wird in Zukunft noch an Bedeutung gewinnen.
- Wasserkraftwerke haben im Vergleich zu anderen Kraftwerktypen einen hohen energetischen Erntefaktor. Sie produzieren während ihrer Lebensdauer bis zu 300-mal mehr Energie, als bei ihrer Erstellung aufgewendet werden musste.²⁹

Seit 1970 ist eine deutliche Verlangsamung des Ausbaus festzustellen. Die Liberalisierung des Strommarktes übt einen erheblichen Kostendruck aus. Untersuchungen zeigen, dass die notwendigen Erneuerungen zu wirtschaftlichen Problemen führen können. Da die Kraftwerke sehr kapitalintensiv sind, aber eine Lebenserwartung von 50–100 Jahren aufweisen, lasten Verzinsung und Abschreibungen besonders unmittelbar nach getätigter Investition schwer. Nach 20–30 Jahren beginnen dann aber die «Goldenen Jahrzehnte» von Wasserkraftwerken, bedingt durch die allgemeine Teuerung und die fortgeschrittene Abschreibung der Investitionen.

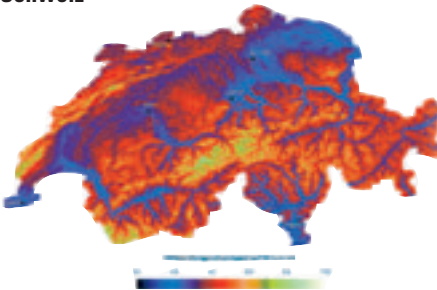
Das Ausbau- und Modernisierungspotential wird in Mitteleuropa auf 5–10% geschätzt; ökologische Sanierungen (Erhöhung der Restwassermengen) werden in manchen Werken zu einem kleinen Produktionsrückgang führen. Mit einem Anreizprogramm, welches mit einer kostendeckenden Vergütung auch für grössere Wasserkraftwerke operiert³⁰ und einen Teil der Gewinne ältester Wasserkraftwerke für Modernisierungsinvestitionen abschöpft, könnte die Leistungssteigerung und Sanierung der Wasserkraft erheblich beschleunigt werden, ohne dass ganze Talschaften durch Neubauten in Mitleidenschaft gezogen werden.

Windnutzung im Gebirge



4.22 Schweizer Windpark auf dem Mont Crosin. Windturbinen produzieren schwergewichtig im Winter, wenn die grösste Nachfrage besteht. Bild Suisse Eole

Windatlas Schweiz



4.23 Windatlas Schweiz. Im Westen eignen sich Höhenlagen im Juragebirge für die Windnutzung. Auch die Alpen weisen einige windhöfige Gebiete auf, doch wird die Windnutzung in den Bergen niemals an den Stellenwert der Wasserkraft herankommen. Grafik Suisse Eole.

9. Windenergie im Binnenland

Der Ausbau der Windenergie hat sich in Deutschland immer mehr in das Binnenland verlagert. Im Jahr 2000 lag der Anteil der Anlagen an der Küste nur noch knapp über 10% (über 70% in 1993); der Zubau in der norddeutschen Tiefebene stieg von knapp 20% auf 55% aller Neuinstallationen. Auch die Mittelgebirge verzeichnen deutliche Zugewinne.

- Weil die Technologie immer billiger wird, sind auch windhöfige Flächen im Binnenland attraktiv. Für diese Standorte wurden spezielle Anlagen mit längeren Rotorblättern entwickelt.
- In Deutschland liesse sich die heute bestehende Leistung von 12'000 MW onshore nochmals auf ca. 50'000 MW vervierfachen. Bei angemessener Einspeisevergütung dürfte sich die Nutzung aber auf offshore-Gebiete verlagern, womit eine Vollversorgung Deutschland möglich wäre, ohne dass sich die Nutzungskonflikte zuspitzen.³¹
- Je nach Standort und Windverhältnissen liegen die Gestehungskosten zwischen 5 und 14 €/kWh (8–22 Rp./kWh). Bis zum Jahr 2010 wird eine Reduktion auf die Bandbreite von 3,6–5,8 Ct./kWh erwartet.³²

Auch im Binnenland produzieren Windenergieanlagen zwischen 40 und 80 mal mehr Energie als für die Herstellung, Installation und Entsorgung nötig sind. Sie können bei Bedarf restlos rückgebaut werden und verursachen keinerlei bleibende Landschaftsveränderungen. Auch benötigen sie nur geringe Landflächen und beeinträchtigen die Landwirtschaft nicht.

Erste Windturbinen sind inzwischen auch in der Alpenregion in Betrieb, vor allem im Jura (bis 1300 m ü. M.) oder bei Andermatt (2032 m ü. Meer). Hochgebirgsanlagen werden mit beheizbaren Rotorblättern ausgestattet. Die schweizerische Verreinigung für Windenergie hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2010 etwa 50–100 GWh Strom aus neuen Windkraftwerken zu gewinnen, entsprechend etwa 0,1% des Stromverbrauchs. Der Ausbau soll nur in Gebieten erfolgen, die nicht unter Landschaftsschutz stehen. Mit sinkenden Kosten für die Windturbinen ist damit zu rechnen, dass die Standortgemeinden für Windturbinen entschädigt werden können, ähnlich wie dies für Wasserkraftanlagen der Fall ist.

In der Schweiz eignen sich insbesondere die westlichen Höhen des Jura gebirges für die Windnutzung. Mit 50–80 Grossanlagen könnte sich beispielsweise der Kanton Jura voll mit Strom selbst versorgen. Die Windenergie eröffnet neue Perspektiven, die jenen Kantonen nützen kann, die nicht über viel Wasserkraft verfügen.

Teil 5

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



Billiger und friedlicher als Erdöl:

Windenergie

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

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

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

Oil & Gas Journal 24. Januar 2003

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

Graham Wynne von der **Royal Society for the Protection of Birds (RSTB)**¹.

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

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

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

Inhalt Teil 5

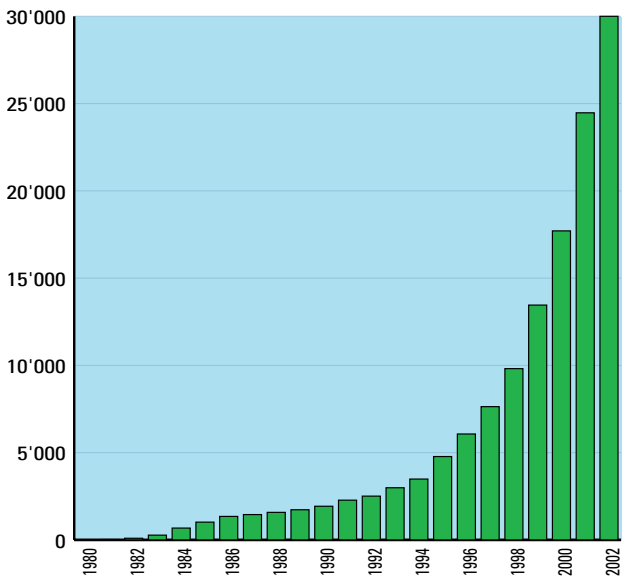
1.	Ein Riese entsteht	119
2.	Weshalb dieser Boom?	121
3.	Kostenentwicklung: minus 7% in drei Jahren	123
4.	Am Anfang braucht's Kapital, dann wird's billig	125
5.	Mehr Versorgungssicherheit im kontinentalen Stromverbund	127
6.	Riesige Potentiale in und ausserhalb Europas	129
7.	Nord- und Ostsee: Genug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

1 Turbine: Strom für 5–10'000 Haushalte



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

Installierte Windkraft weltweit in Megawatt
1980 – 2002



5.2 Seit 1990 wuchs die Leistung von Windkraftanlagen (WKA) jährlich durchschnittlich um 28%.
Daten: Worldwatch Institute², Windpower Monthly Magazine, div. Jahrgänge

1. Ein Riese entsteht

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

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

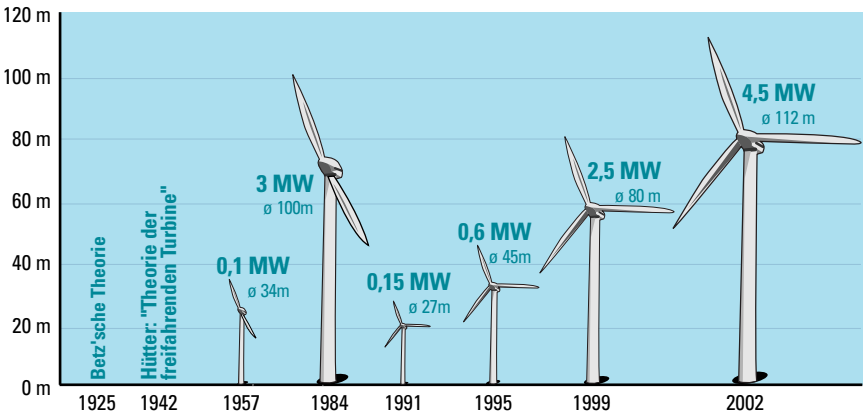
Windkraft wird schon seit Jahrtausenden für Mühlen und Wasserpumpen genutzt. Die Entwicklung verlief keineswegs gradlinig. Anfang der achtziger Jahre lancierte die deutsche Bundesregierung das Projekt einer Gross-Wind-Anlage (GROWIAN). Sie liess von Spezialisten der Flugzeug-Branche eine 3-Megawatt-Wind-Anlage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

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

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

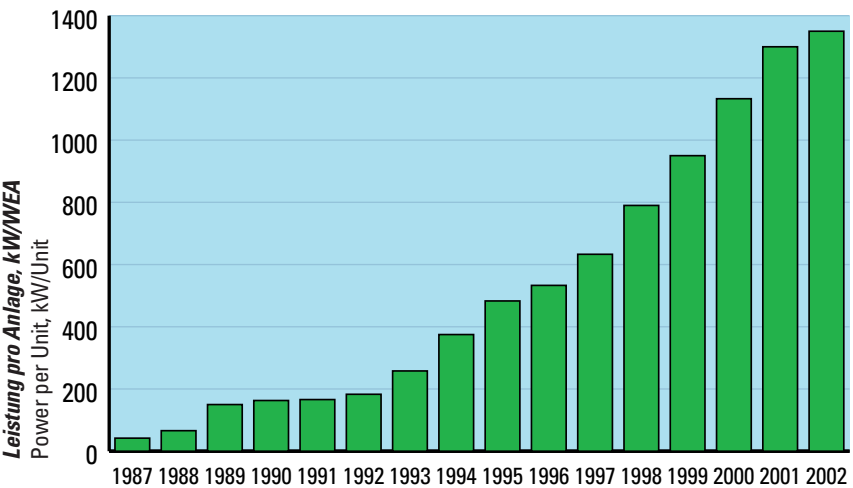
- Die dänischen Windkraftwerke standen meist in Hand von Genossenschaften und wurden vom Staat bescheiden, aber kontinuierlich gefördert. Windmüller erhielten eine Abnahmegarantie mit einer festen Vergütung in Höhe von 85% der dänischen Endverkaufspreise. Dies genügte, um immer billigeren Maschinen den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

Etappen der Anlagenentwicklung



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

Entwicklung bei der Anlagengrösse



5.4 Die mittlere Anlagengrösse von neu erstellten Windturbinen in Deutschland hat sich innert 12 Jahren von 100 kW auf 1390 kW (2002) mehr als verzehnfacht. Grafik DEWI⁴

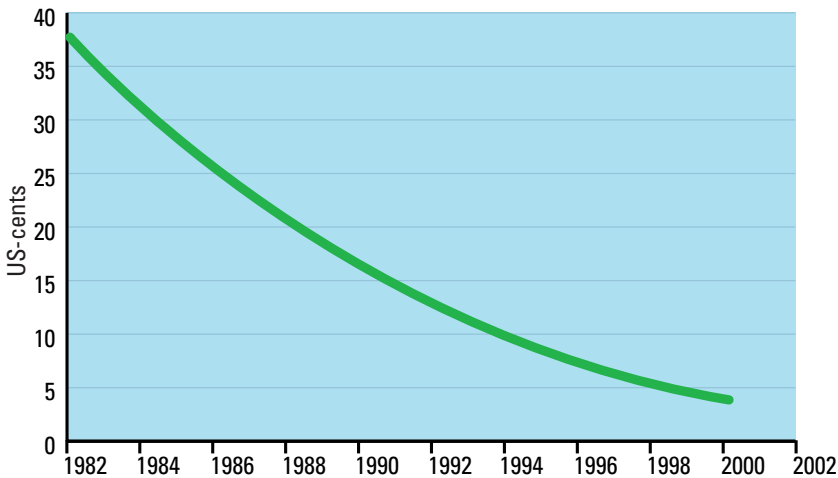
2. Weshalb dieser Boom?

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

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

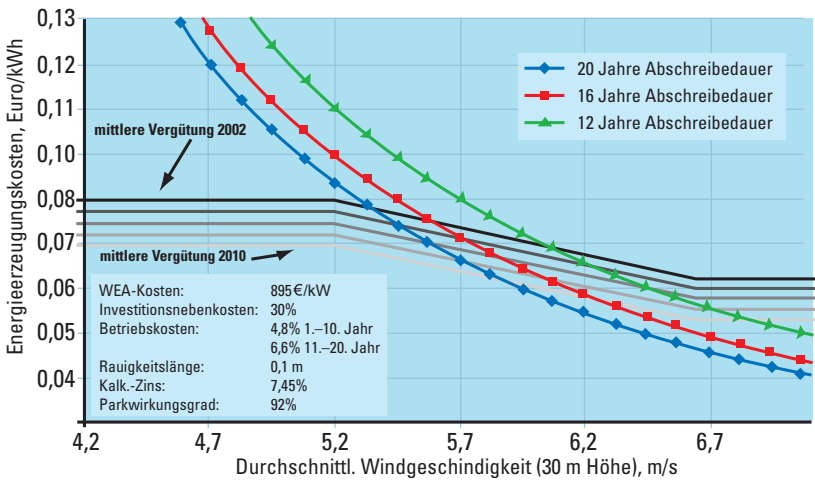
Gestehungskosten der Windenergie pro kWh in der USA

1982 – 2001



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

Gestehungskosten von Windstrom in der BRD



5.7 Gestehungskosten für Windenergie bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten und Abschreibungsfristen. Erst ab einer Windgeschwindigkeit von deutlich über 5 m / Sekunde erreichen die Anlagen mit den gesetzlichen Einspeisetarifen die Wirtschaftlichkeit. Grafik DEWI⁹

3. Kostenentwicklung: minus 7% in drei Jahren

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

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

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

- Die Windenergie ist noch eine sehr junge Industrie. Die Lebensdauer der Turbinen ist nicht gesichert. Deshalb beinhalten die Investitionen ein besonderes Risiko, das erst mit zunehmender technischer Erfahrung reduziert wird.
- Die Konkurrenten der Atom- und Gaslobby sind politisch übermächtig und erstellten ihre Kapazitäten unter dem Regime der garantierten Abnahmepreise. Sie haften weder für grosse Unfälle noch für den CO₂-Anstieg. Solange diese externen Kosten nicht internalisiert sind, sind die höhere Vergütungen für die Windenergie marktkonform.
- Die erwähnten Altindustrien üben mit ihren Netzen in vielen Ländern noch immer eine faktische Kontrolle über die Durchleitungsrechte aus. Mit überhöhten Netzgebühren können sie ihre eigenen Erzeugungsanlagen quersubventionieren. Hier braucht es ein Korrektiv zugunsten der unabhängigen Produzenten, die nicht von Monopolen profitieren.
- Offshore-Anlagen sind noch relativ teuer und setzen sich nur durch, wenn die Förderung noch einige Jahre durchgehalten wird.
- Die Windverhältnisse sind regional unterschiedlich. Nur eine nationale Kostenumlage garantiert, dass auch windschwächere Standorte rentabel genutzt werden können.

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

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

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

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

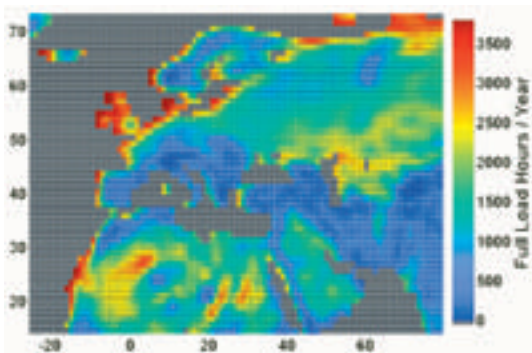
- **Abschreibungsfrist und Lebensdauer:** Viele Anlagen werden über 15–20 Jahre abgeschrieben, dürfen aber mit gewissen Ersatzinvestitionen (Rotoren, Getriebe) 25 bis 40 Jahre betriebsfähig sein. Erfahrungen mit Megawatt-Turbinen über so lange Fristen bestehen allerdings noch keine. Erst kleinere Modelle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

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

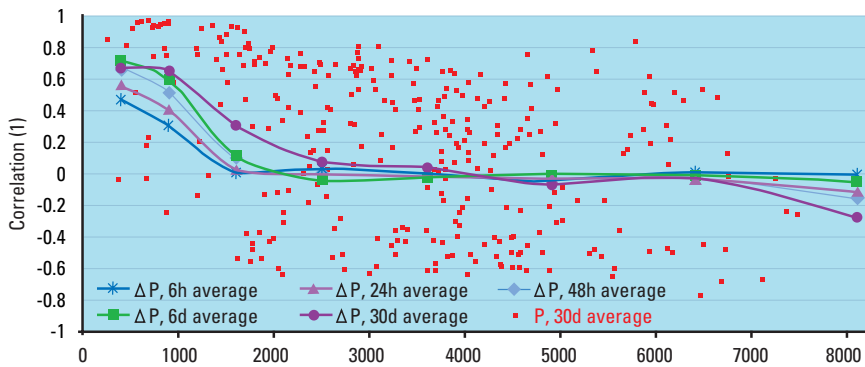
An Standorten mit höherer Windgeschwindigkeit sind die Kosten nochmals wesentlich tiefer. Und ist eine Turbine nach 15 Jahren abgeschrieben, läuft sie von da an zu sehr geringen Kosten, denn der Treibstoff Wind ist ja gratis, im Gegensatz zu Uran, Kohle oder Erdgas. Es verbleiben dann lediglich die Kosten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

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

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



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



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

5. Mehr Versorgungssicherheit im kontinentalen Stromverbund

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

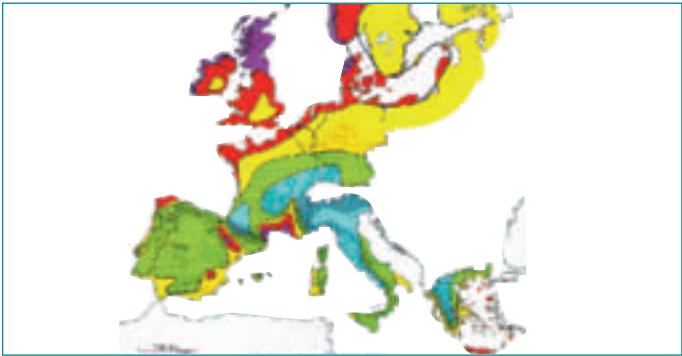
- Bei einer kostenminimalen Kombination stammen fast 70% der Stromproduktion aus Windkraft. Nutzung von Biomasse und Wasserkraft decken fast den ganzen Rest. «Die Potenziale der Windenergienutzung sind für die EU nicht etwa durch die technischen und meteorologischen Randbedingungen, sondern vielmehr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

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

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

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

Windatlas Europa



5.11 Windatlas Europa. Quelle: Risö²¹

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

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

Aktuelle Planungen im deutschen Teil der Nord- und Ostsee



Die Projekte im einzelnen inkl. Leistungsziel der ersten Bauetappen:

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

Daten: Bundesverband Windenergie (BWE)²²

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

6. Riesige Potentiale in und ausserhalb Europas

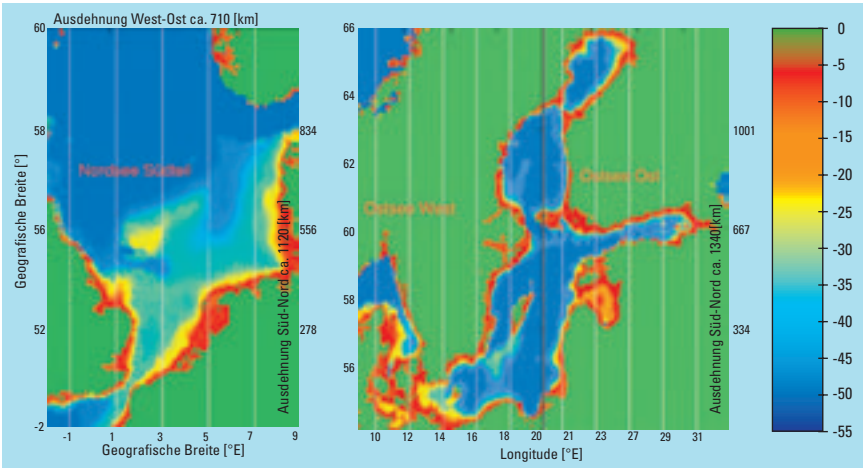
Windenergie ist in sehr vielen Ländern ein Thema. Allein die windhöfigen Standorte (> 1500 Voll-Last-Stunden) in und um Europa können den Stromverbrauch Westeuropas mehr als hundertfach decken; dazu kommt das ebenso mächtige offshore-Potential.²³

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

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

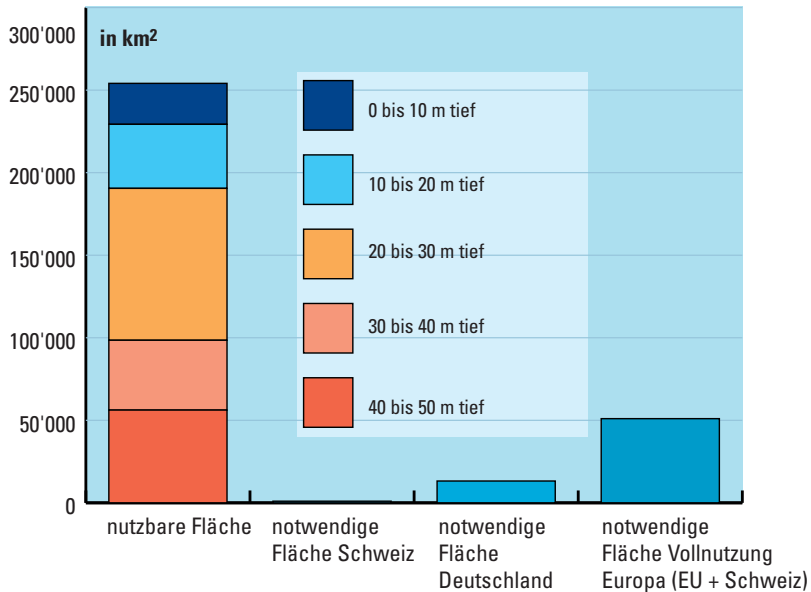
Das Tempo der offshore-Expansion weckt gewisse Befürchtungen. «Der dadurch künstlich erzeugte Aufbaudruck für Planer und Hersteller wird sehr wahrscheinlich dazu führen, dass Offshore-Windenergieanlagen schon in grösserer Stückzahl errichtet werden, obwohl sie dann noch nicht die Serienreife erreicht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

Seetiefenkarte in der südlichen Nordsee und der Ostsee



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

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



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

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

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

Die offshore-Nutzung hängt von der Verfügbarkeit seichter Meereszonen ab. Offshore-Windfarmen werden in Gebieten bis 50 m Seetiefe geplant. In der Nord- und Ostsee finden sich je über 250'000 Quadratkilometer, die weniger als 50 m tief sind. 60'000 km² sind allein in der Nordsee weniger als 20 Meter tief.²⁹ Bereits diese Fläche würde ausreichen, um ganz Europa mit Windstrom voll zu versorgen (Vgl. Tabelle 2). Für Regionen mit weniger untiefen Meereszonen (z.B. Japan) werden Konzepte für auf dem Meer schwimmende Turbinen entwickelt.³⁰ Wenn das Lastmanagement von Windfarmen mit adäquaten Speicher-, Backup-, Prognose-techniken und geographischer Diversifikation angegangen wird, ist es keineswegs unsinnig, der Windkraft eine tragende Rolle in der Stromversorgung zuzuweisen. Der Windexperte K. Rehfeldt hat für den deutschen Stromverbrauch folgendes vorgerechnet:

- Windturbine 5 MW, 110 m Rotordurchmesser
- Fläche pro WKA 0,42 km² (Abstand 550 x 770 m)
- Ertrag pro WKA 18 GWh/a (3600 Voll-Last-Stunden)
- Ertrag pro Fläche 42 GWh/km/a
- 29'369 Windkraftanlagen à 5 MW genügen, um den gesamten deutschen Strombedarf zu befriedigen.

Dies bedeutet eine Bestückung mit knapp 12 Megawatt/km² (2,2 Turbinen/km²).³¹

Der Flächenbedarf für Deutschland kalkuliert sich auf 12'445 km², ein Rechteck mit 112 km Seitenlänge. Die Rechnung Rehfeldts für Deutschland lässt sich auf andere Länder umlegen. Es braucht erstaunlich wenig Platz: auf 50'000 km² lässt sich Europas Stromverbrauch herstellen – das entspricht etwa dem 1,2-fachen der Fläche der kleinen Schweiz.³²

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

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

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

Satellitenbild



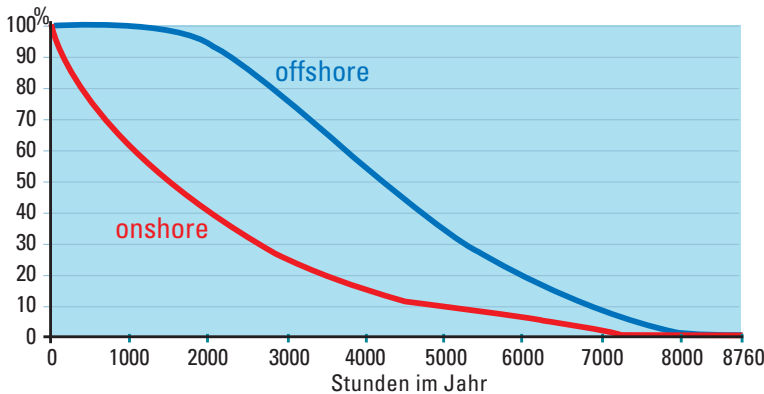
5.15 Bei Vollausbau (1100 km²) wird das Projekt Sandbank 24 ca. 2 Promille der Fläche der (südlichen) Nordsee beanspruchen und über 3% des deutschen Stromverbrauchs decken.

Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)



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

Leistungsprofil von Windfarmen



5.17 Die Grafik des dänischen Stromkonzerns Eltra zeigt die höhere Leistungskurve der offshore-Windnutzung. Die Turbinen arbeiten rund 1700 Stunden (ca. 20%) auf Vollast und weitere 6300 Stunden (73%) auf Teillast. Grafik Eltra³⁴

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

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

Geplant sind insgesamt 980 Windturbinen auf 1100 km². Der Abstand von 1 km zwischen den Anlagen garantiert, dass sie sich gegenseitig nicht abschatten. Auf dem offenen Meer lassen mittlere Windgeschwindigkeiten von fast 10 m/s auf Nabenhöhe (ca. 100–130 m) während mehr als 3500 Stunden pro Jahr sehr hohe und kontinuierliche Energieerträge erwarten.

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

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

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

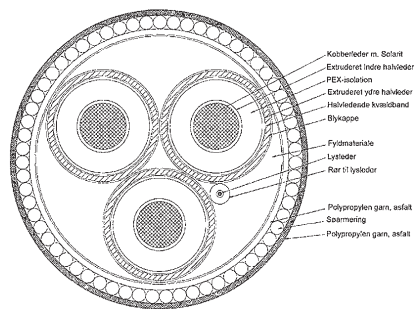
Die besonders von AKW-Betreibern gerne bemühte Gefährdung der Vogelwelt wird auch von der Deutschen Energie Agentur (DENA) klar dementiert: «An Land konnte ein signifikanter oder gar massiver Vogelschlag, so wie er von manchen befürchtet oder prophezeit worden war, bisher eindeutig widerlegt werden.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



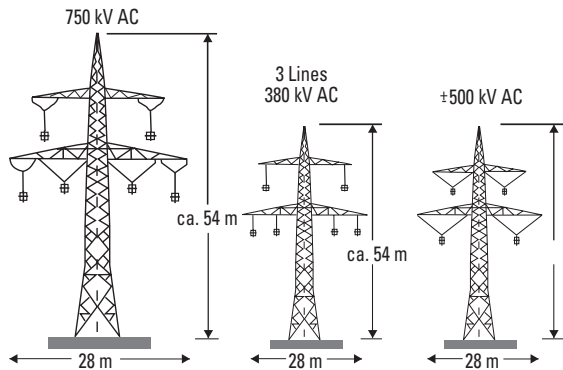
5.18 Windturbinen im Meer werden mittels Unterwasserkabel mit der Transformerstation verbunden. Bild Eltra.



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



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



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

9. Stromübertragung: keine Hexerei

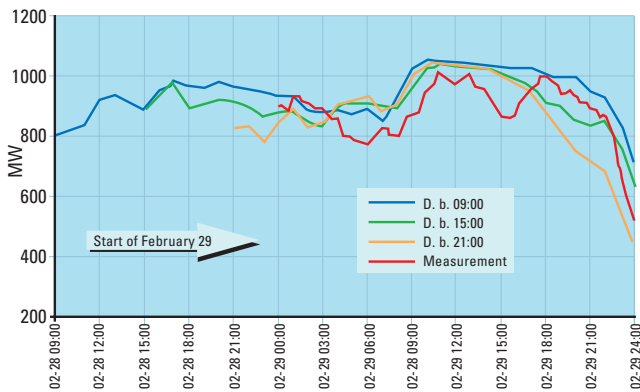
Das europäische Elektrizitätsnetz ist heute grenzüberschreitend erst schwach integriert. Grössere zusätzliche Strommengen aus windreichen Gebieten erfordern einen qualitativen Netzausbau zur Versorgung der bevölkerungsreichen Zentren. Die aktuellen Übertragskapazitäten zwischen Marokko und Spanien betragen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

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

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

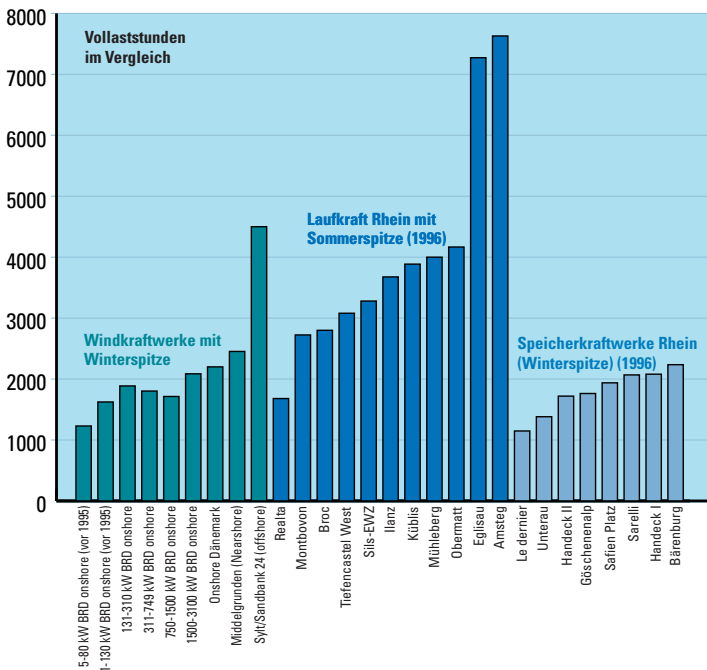
Der Vorteil der Gleichstromsysteme (HVDC, High Voltage Direct Current) liegt im beinahe verlustfreien Transport, bezogen auf die Distanz. Verluste entstehen fast nur bei der Ein- und Ausspeisung. Nachteile der herkömmlichen HVDC-Technik bestanden in den höheren Kosten, die solche Anwendungen auf kurze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

Kontinuierliches Aufdatieren der Windprognosen



5.22 Windenergie ist berechenbar. Die Produzenten liefern 24 Stunden im voraus Prognosedaten, die im Abstand von mehreren Stunden aufdatiert werden. Die Prognosegenauigkeit für die Tagesproduktion liegt im Bereich von +/- 5%. Fehlende oder überschüssige Produktion wird an der Strombörse gehandelt. Grafik Eltra⁴⁵

Windkraft ebenbürtig mit Wasserkraft dank Winterspitze



5.23 Windkraft ist ebenbürtig mit Wasserkraft dank Winterspitze. Viele Windkraftwerke haben im Winter bessere Auslastungs- und Nutzungsziffern als Laufwasserkraftwerke am Rhein. Daten VSE⁴⁶

10. Und wenn der Wind nicht bläst?

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

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

- Neue Untersuchungen zeigen jedoch, dass Windkraftanlagen an bis zu 8000 Stunden im Jahr Strom produzieren.⁴⁷ Teillast aus Windkraft steht an 85% und mehr aller Zeit zur Verfügung.
- An der deutschen Nordseeküste liegt die Zahl der Betriebsstunden bei 7500 Stunden, das entspricht 85% der 8760 Stunden, die ein Jahr mit 365 Tagen hat. An Binnenlandstandorten liegt die Betriebsstundenzahl niedriger. Die Zahl von 2000 Stunden bezieht die «Volllaststunden», die als Kalkulationsgrundlage für die Rentabilität von Windparkfonds dienen. Sie ist ein rein rechnerischer Wert – die Jahresproduktion in kWh wird durch die Nennleistung in kW dividiert – und hat wenig mit den tatsächlichen Betriebsstunden zu tun.

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

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

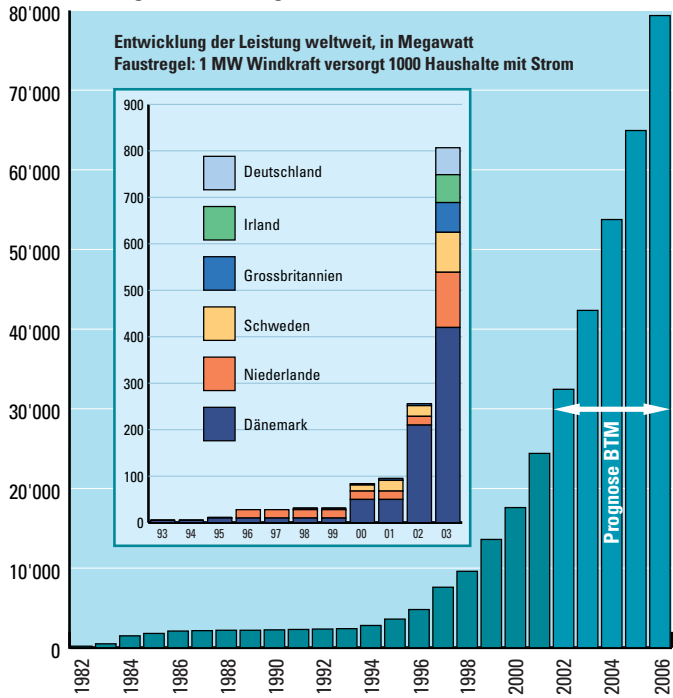
- Je besser die Standorte verteilt sind, desto kleiner die Wahrscheinlichkeit, dass überall Windstille herrscht.
- Je besser die internationale Vernetzung, desto leichter können Defizite oder Überschüsse an Strombörsen beschafft werden. Gegengeschäfte zwischen Windstrom und Speicherseen in der Schweiz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

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

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

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

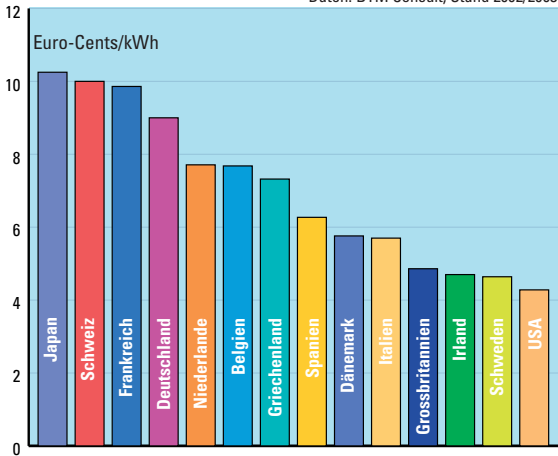
Windenergie: Entwicklung bis 2006 (Prognose)



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

Typische Vergütung für Strom aus Windkraft

Daten: BTM Consult, Stand 2002/2003



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

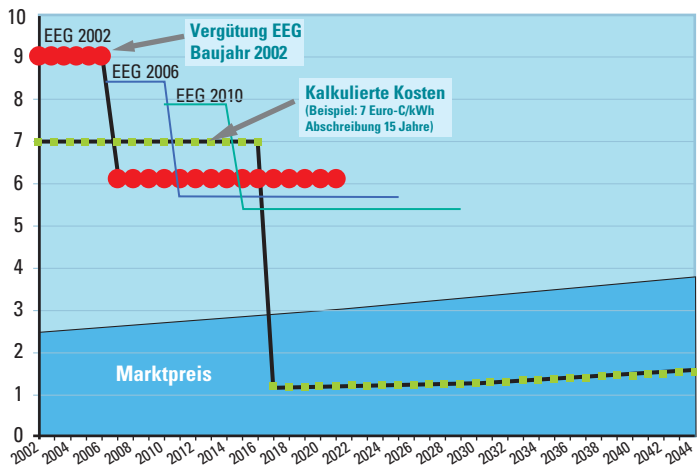
11. Wie wird Windstrom anderswo vergütet?

Es gibt verschiedenste Methoden, um die Windenergie direkt oder indirekt zu fördern. Die Grenze zwischen «Förderung» und marktkonformer Vergütung ist fließend. Da Windenergie keine Emissionen verursacht und bei verbrauchernahen Standorten die Netze entlastet, ist eine gesetzliche Anerkennung dieser volkswirtschaftlichen Nutzen nichts als konsequent. Dazu gehören Steuerabzüge, erleichterte Abschreibungsregeln, CO₂-Abgaben, Zinsverbilligungen, Investitionsbeihilfen, Quotensysteme und garantierte Einspeisetarife:

- In den USA erhält Windstrom in den ersten zehn Jahren einen Steuerabzug von 1,5 US-Cent/kWh (Production Tax Credit. PTC). Eine ähnliche Regel gilt in Kanada. Die Steuererleichterungen wurden bisher immer nur auf zwei Jahre hin beschlossen, das letzte Mal für die Jahre 2002/2003. Diese Stop-and-Go-Politik hat die Entstehung einer soliden Windindustrie in den USA bisher verhindert.
- Frankreich hat das deutsche EEG übernommen (→ Kap. 12), allerdings nur bis zu einer Maximalleistung von 1500 MW. Die neue Rechts-Regierung unter Premier-Minister Raffarin ist (wieder) stark atomfixiert.
- In Grossbritannien gilt eine Quotenregelung (Renewable Portfolio Standard RPS), die verlangt, dass Stromhändler ab 2002 mindestens 3% ihres Stroms aus erneuerbaren Quellen beziehen und dafür ROCs (Renewable Obligation Certificats) erwerben. Die Quote wird bis 2010 schrittweise auf 10% erhöht. Wer die Quote mit eigenen Kraftwerken nicht erfüllt, kann grünen Strom zukaufen oder zum Preis von 3 Pence/kWh ROCs bei der Regierung erwerben, welche die Erträge wiederum für erneuerbare Energien einsetzt.
- Ähnliche Regelungen wie in Grossbritannien kennen Australien und verschiedene US-Bundesstaaten, unter anderem Texas, New Mexiko und Kalifornien.
- In Spanien können die Windmüller wählen zwischen einem fixen Einspeisetarif von 6,44 Euro-Cent/kWh und einer Prämie von 2,7 Euro-Cent/kWh, die den Windmüllern zusätzlich zum Markterlös gezahlt wird. Da die Marktpreise in den letzten Jahren angestiegen sind, ist die Prämie beliebter als der Einspeisetarif. Beide Vergütungen werden wie in Deutschland regelmässig reduziert, was kumuliert mit der allgemeinen Teuerung mit der Zeit zu einer starken realen Entlastung der Konsumenten führt.⁵⁰
- In Dänemark wird Strom aus neuen Turbinen mit 0,43 DKK/kWh (5,7 Euro-Cents/kWh) für die ersten 12'000 Voll-Last-Stunden vergütet, (offshore während 25'000 Voll-Last-Stunden).⁵¹
- Dänemark, Niederlande, Grossbritannien und andere Länder fördern die Marktfähigkeit der Windenergie indirekt durch CO₂-Abgaben auf herkömmlichen Energieträgern.

Leider sind die Stromnetze noch nicht überall offen für grünen Strom. Eine Arbeitsgruppe der Princeton University schlug schon 1996 vor, in der Inneren Mongolei (China) eine Million Windturbinen zu bauen. «Auf 83'000 km² in einem Gebiet, wo der Wind während 7900 Stunden pro Jahr bläst, gibt es Platz für 500'000 MW Leistung.»⁵² Auf einem Prozent der Fläche Chinas könnte so die Stromproduktion von 400 Atomkraftwerken oder das Eineinhalbfache des chinesischen Verbrauchs erzeugt werden. Nur: Das staatliche Elektrizitätsmonopol setzt, unbeschweren der ökologischen und finanziellen Kosten, auf Kohle und umstrittene Staudämme (Drei-Schluchten-Projekt); in China gibt es noch kein EEG...

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



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

12. Einspeisevergütungen arbeiten am besten

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

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

Die Illustration zeigt den Mechanismus nach EEG:

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

Teil 6



Der blinde Knabe lebt 60 Kilometer von Semipalatinsk entfernt. Erhöhte Genmutationen sind eine der Folgen radioaktiver Strahlung.

So funktioniert der

Schweizer Atomausstieg

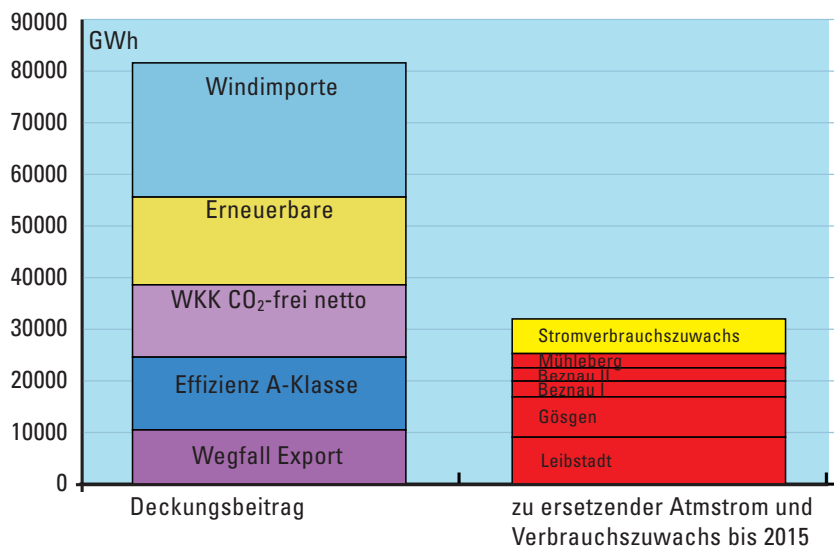
«Entweder wir schaffen die heutige Energiepolitik
ab oder diese schafft uns ab.»

Franz Alt, Fernsehmoderator

Inhalt Teil 6

1. Der Ausstieg ist nötig und auf viele Arten möglich	145
2. So lässt sich der Ersatzbedarf decken	147
3. Ausstieg in vier Varianten	149
4. Wind-Wind&Security: Ein Least-Cost-Ausstieg für die Schweiz	151

Produktionspotential für den Ersatz von Atomstrom



6.1 Für den Ersatz von Atomstrom gibt es verschiedene Optionen. Ihr Potential übersteigt den Ersatzbedarf um ein Vielfaches.

Tabelle 1

Bedarf für den Ersatz von Atomkraftwerken

«Atomlücke»	GWh
Leibstadt	9'090
Gösgen	7'804
Beznau I	3'062
Beznau II	2'559
Mühleberg	2'778
Deckungslücke bis 2014	25'293
Stromzuwachs	6'707
Total	32'000

Tabelle 2

Die Ersatzmöglichkeiten für den Atomstrom

Ersatzmöglichkeiten für den Schweizer Atomstrom	GWh
1. Verzicht auf Strom-Export	10'500
2. Erneuerbare Energien	17'000
3. Verbesserte Effizienz	14'000
4. Windstromimport aus Europa	
gemäss Machbarkeitsstudie Bundesamt für Energie	26'000
5. WKK-Reserve (netto)	14'000
Total	81'500

1. Der Ausstieg ist nötig und auf viele Arten möglich

Der Ausstieg aus der Atomenergie ist auch in der Schweiz eine dringende Notwendigkeit für den Schutz und die Sicherheit der Bevölkerung (vgl. Teil II). Auch wenn die Atomlobby verbissen dagegen ankämpft, so weisen sehr viele Signale in Richtung Ausstieg: das Risiko grosser Unfälle, die Kosten, die Gefährdung durch Terroranschläge und die ungelösten Entsorgungsprobleme.

Wichtig ist aber auch zu zeigen, dass produktionsseitig weder kurzfristig noch langfristig irgendwelche Engpässe bestehen.

Kurzfristig: Im europäischen Strommarkt bestehen grosse Überkapazitäten. Allein die sofort verfügbare Kapazitätsreserve im mitteleuropäischen Strompool der UCTE betrug am kältesten Dezembertag 2001 43,2 Gigawatt (43x mal die Leistung des AKW Gösgen).¹

Langfristig: Für den möglichen Ersatz der Atomkraft steht eine Palette von Möglichkeiten zur Verfügung, nämlich 1. der Verzicht auf Strom-Exporte, 2. Erneuerbare Energien 3. Verbesserte Effizienz, 4. Windstromimporte aus Europa und 5. die CO₂-neutrale Kombination von Wärmekraft-Kopplung und Wärmepumpen.

Der Ersatzbedarf

Mit Atomkraft wurden in der Schweiz im Jahre 2001 insgesamt 25'000 GWh Strom produziert, entsprechend einem Anteil von 35% der Gesamtproduktion. Dazu kommt bei «business as usual» ein möglicher Verbrauchszuwachs, der hier bis zum Jahr 2015 auf 6700 GWh (ca. +1%/a) angenommen wird.

Es zeigt sich, dass die identifizierten Zielbeiträge die heutige Produktion von Atomstrom (ohne Verbrauchszuwachs) um etwa das Dreifache übertrifft. Am naheliegendsten ist der

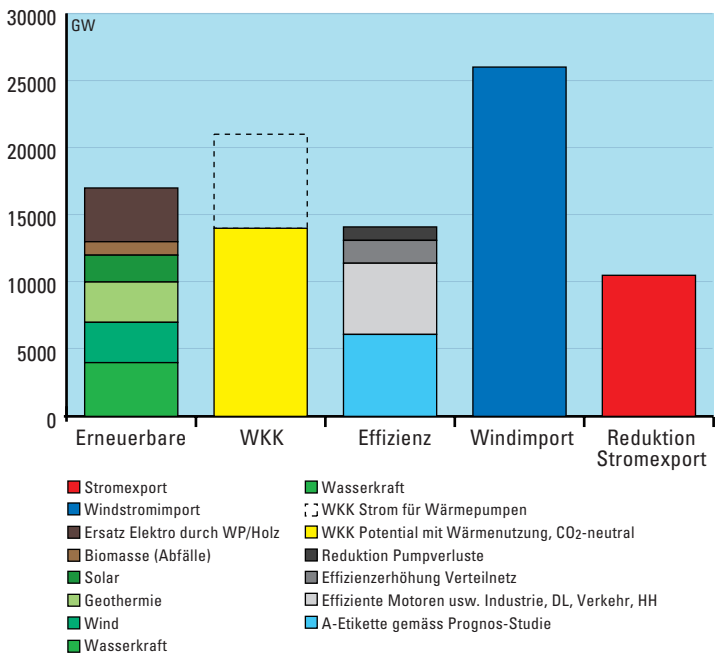
Verzicht auf Stromexporte. 10,5 Mrd.kWh/a (2001)

Die Atomkraftwerke produzieren während den Sommermonaten viel Überschussenergie, die als Bandenergie auf dem europäischen Markt verschleudert wird. Diese Exporte bringen nur Verluste; Bandenergie notierte im 2002 an der europäischen Strombörse (EEX) bei 2,21 €/C./kWh; im Sommer lagen die Notierungen am tiefsten. Der Wegfall dieser Exporte entlastet die Schweizer Stromrechnung!

Modernisierung Wasserkraft. Realisierbares Potential: 4 Mrd. kWh/a. Massnahmen:²

- Die Wasserkrafterzeugung kann mit gezielten Sanierungen um 5% gesteigert werden, was 2 Mrd. kWh zusätzlich bringt.
- Beim Ersatz von bestehenden Turbinen, die seit vierzig und mehr Jahren in Betrieb stehen, steigt die Ausbeute um 20% und mehr.
- Die Modernisierung alter oder stillgelegter Kleinwasserkraftwerke sowie der Bau von Trink- und Abwasserkraftwerken bringt je weitere 1 Mrd. kWh. Allein schon aufgrund der im Bau befindlichen Werke ist bis 2008 eine Erhöhung um 0,9 Mia kWh zu erwarten.

Zielbeiträge der Ersatzstrategie



6.2 Zielbeiträge der Ersatzstrategie

2. So lässt sich der Ersatzbedarf decken

Sonnenenergie. Realisierbares Potential: 2 Mrd. kWh/a. Massnahmen: Solarwärme statt Atomstrom und mehr Solarstrom:

- Ersatz der Elektro-Warmwasserboiler durch Kombiboiler mit solarer Wassererwärmung (Jährlich werden 70'000 neue Boiler installiert) Potential $0,4 \text{ m}^2/\text{Kopf} = 1 \text{ Mrd. kWh}$
- Kostendeckende Vergütung für Photovoltaik. Ausbau bis 2015: $1,25 \text{ m}^2/\text{Kopf} = 1 \text{ Mrd. kWh/a}$. Das langfristige Potential liegt bei $13,3 \text{ m}^2$ (bestehende Bauten mit Dächer in Südlage, entsprechend 17% des Landesverbrauchs).³

Geothermie. Realisierbares Potential: 3 Mrd. kWh/a. Massnahmen:

- Das realisierbare Potential wird auf 3 Hot-dry-rock-Anlagen (à 5 MW, ergibt 0,1 TWh/a) bis 2010, bis 2024 auf 90 solcher Anlagen geschätzt.
- Die Geothermie könnte alle AKWs innert 20–30 Jahren mit ca. 500 Hot-Dry-Rock-Anlagen à 5–7 MW ersetzen.

Windenergie (minimaler Ausbau). Potential: 2 Mia kWh/a. Massnahmen:

- 0,2 Mia kWh können wirtschaftlich und aufgrund der Kriterien des Landschaftsschutzes mit 10 Windfarmen à 10 Turbinen (je 1,5 MW) erzeugt werden (1350 Voll-Last-Stunden).
- 2,8 Mrd. kWh werden als zertifizierter Windstrom im Ausland erstellt und betrieben. Dies entspricht dem Erwerb von 160 Turbinen à 5 MW in Nord- oder Ostsee.

Biomasse und Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA). Potential: 1 Mia kWh/a. Massnahmen:⁴

- Durch Betriebsoptimierung bestehender KVA-Anlagen kann die Stromerzeugung um mindestens 30% erhöht werden d. h. zusätzliche 0,2 Mia kWh/a.
- Vom Potential der vergärbaren Grünmasse von 600'000 t/a werden heute nur 12% genutzt. Das Potential beträgt ca. 0,35 Mia kWh/a. Dazu kommen 0,1 Mia kWh/a durch Nutzung der Grasschnitte stillzuliegender Landwirtschaftsflächen und neue Nahwärmeverbünde mit Holz-Wärmekraft-Kopplungsanlagen.

Ersatz Elektroheizungen. Potential: 4 Mia kWh. Massnahmen:⁵

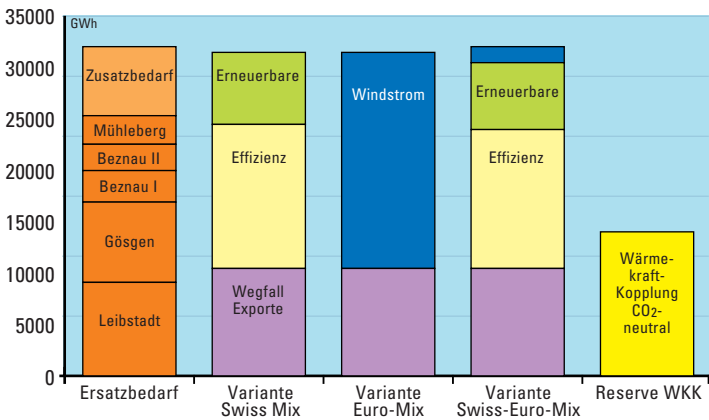
- In der Schweiz wird rund 20% des wertvollen Winterstroms (6 TWh) in ca. 250'000 Widerstandsheizungen verschwendet.⁶ Diese werden a) zu einem Drittel durch Holzheizungen b) zu einem Drittel durch Wärmepumpen ersetzt und c) wird in den übrigen (meist schlecht isolierten) Wohnungen mit einem Impulsprogramm die Isolation nachgebessert.
- Alle Umrüstungen werden mit dem Minergiestandard für Altbauten verbunden und finanziell gefördert.

Einsparpotentiale A-Klasse: Gemäss dem Bericht der Prognos lassen sich allein bei den standardisierten, serienmässig hergestellten Elektrogeräten Einsparungen von 6100 GWh erreichen, wenn die A-Klasse obligatorisch wird.⁷ (Vgl. dazu die Ausführungen in Teil 3). Dazu kommen die Einsparungen von 5,3 TWh, die mit Optimierungen an den übrigen elektrischen Einrichtungen möglich sind (Apparate und Maschinen, Lifte usw.), eine Effizienzerhöhung im Verteilnetz durch Modernisierung der veralteten Übertragungstechnologie sowie die Reduktion der Pumpspeicherverluste um rund 1000 GWh dank Atomausstieg.⁸

Wärmekraft-Kopplung: Potential CO₂-neutral: 14000 GWh/a

Die Wärmekraft-Kopplung in dezentralen Anlagen könnte gemäss der Prognos-Studie zum Atomausstieg bis 21'000 GWh Strom produzieren.⁹ Davon muss ca. ein Drittel zum Betrieb von Wärmepumpen verwendet werden, um den CO₂-Effekt zu neutralisieren.

So ersetzen wir den Atomstrom bis 2015



6.3 Der Handlungsspielraum ist gross. Beim Atomausstieg gehen die Lichter nicht aus!

3. Ausstieg in vier Varianten

Der Weg über eine verbesserte Energieeffizienz ist der kostengünstigste, gefolgt von einer Strategie, die auf einen gesunden Mix von einheimischen erneuerbaren Energien und importierter Windenergie setzt.

Für die Politik besteht ein grosser Handlungsspielraum. Keine der genannten Technologien muss zwingend zur Anwendung gelangen.

Die Schweizer Regierung könnte auch ganz einfach eine Quote für Strom aus erneuerbaren Energien setzen (analog dem britischen Modell) und den Rest dem Markt überlassen. So wäre garantiert, dass der Ausstieg CO₂-frei erfolgt und die Stromverteiler könnten selbst entscheiden, wie und wo sie den grünen Strom beschaffen.

Swiss-Mix

Setzt vor allem auf verbesserte Energieeffizienz und einheimische Nutzung von erneuerbaren Energien. Diese Strategie führt mit einer konsequenten A-Klasse-Politik, dem Verzicht auf Stromexporte und einem Erneuerbare-Energien-Gesetz mit einer kostendeckenden Vergütung zum Ziel. Der wirtschaftliche Nutzen für inländische Anbieter wäre maximal.

Euro-Mix

Diese Variante verzichtet auf die Verstärkung der Energieeffizienz und kauft die fehlenden Strommengen im Ausland zu. Zieht man die neusten Kostenentwicklungen für die Windenergie in Betracht, ist diese Variante – abgesehen von der Verbesserung der Energieeffizienz – wahrscheinlich die kostengünstigste. Bei den Netzen für die nötigen Windimporte ergeben sich keine Engpässe, denn so schrieb das BFE zur Windstrategie: «Die Erstellung von neuen Hochspannungsleitungen über grosse Distanzen allein aufgrund der hier untersuchten Windstromimporte in die Schweiz ist unnötig.»¹⁰

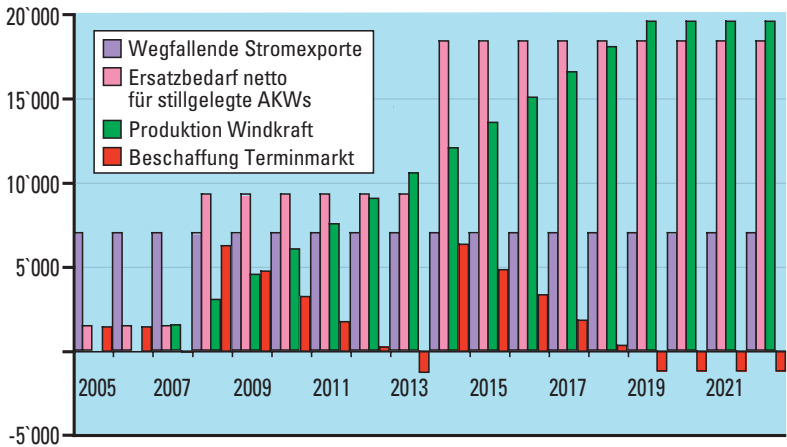
Variante Swiss-Euro-Mix

Diese Variante soll zeigen, dass bei fehlenden Zielbeiträgen im Inland jederzeit auf den Import von Windenergie zurückgegriffen werden kann. Schliesslich werden Uran, Erdgas und Erdöl auch nicht in der Schweiz produziert, Die Flexibilität ist auch hier sehr gross.

WKK

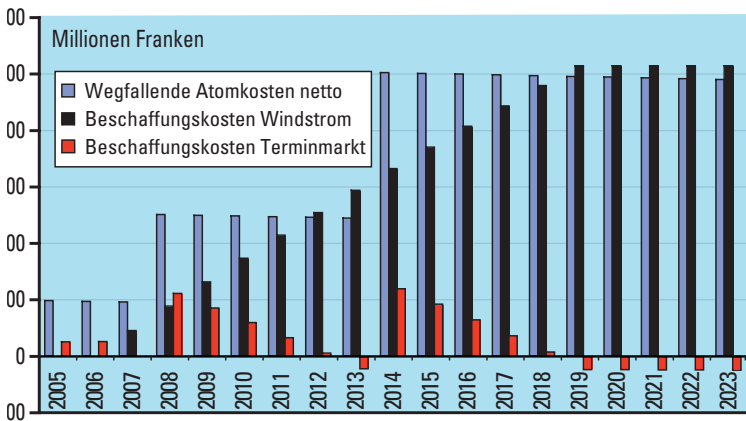
Die Wärmekraft-Kopplung kann ebenfalls jederzeit als Reservestrategie ins Auge gefasst werden. Sie verbessert erheblich die Gesamteffizienz der Energienutzung und führt – bei richtigem Einsatz von Wärmepumpen – auch nicht zu zusätzlichen CO₂-Emissionen.

Win-Wind&Security-Programm: Ersatz des Atomstroms durch Windstrom, Mengenplanung



6.4 Das schweizerische Bundesamt für Energie hat bestätigt, dass eine Strategie, die auf Windenergie setzt, sehr kostengünstig ist. Würden ab 2007 jährlich 500 MW Windkraft in Betrieb genommen (z.B. in der Nord- oder Ostsee), kann der Bedarf zum Ersatz der Atomkraftwerke ebenfalls vollständig gedeckt werden.

Win-Wind&Security-Programm: Beschaffungskosten im Vergleich



6.5 Dank der Schliessung teurer Atomkraftwerke können Kosten eingespart werden. Über die ganze Laufzeit des Ausstiegs ist die Beschaffung von Windenergie (inkl. Strom vom Spotmarkt) 1,1 Mrd. SFr. billiger als der Weiterbetrieb der schweizerischen Atomkraftwerke.

4. *Win-Wind&Security*: Ein Least-Cost-Ausstieg für die Schweiz

Das folgende *Win-Wind&Security*-Programm setzt auf verfügbare Technik, kommt ohne weitere Markteingriffe aus und führt nicht zu Mehrkosten im Vergleich zu «business as usual».

- Als Fahrplan gilt auch hier die Ausstiegsinitiative, (Abstimmung 2003): Schliessung Mühleberg und Beznau I und II im Jahre 2005, Gösgen 2009, Leibstadt 2014.
- Es werden die besten Gerätenormen für Elektrogeräte auf dem Schweizer Markt gemäss dem A-Klasse-Modell von Prognos¹¹ durchgesetzt. Dies deckt den Verbrauchszuwachs bis 2020.¹²
- Auf Stromexporte wird ab 2005 verzichtet; der Handel mit Spitzenstrom aber weitergeführt.
- Ab 2006 werden jährlich 500 MW Windenergie-Kapazität erstellt, soweit der Inlandverbrauch die einheimische Erzeugung übersteigt. *Die Schweiz bleibt – inkl. Erstellung eigener Windfarmen – Selbstversorger.*

Der Ausstieg wird unter folgenden Rahmenbedingungen durchgeführt, (es handelt sich um eine Fortschreibung der CO₂-neutralen Ausstiegsberichte¹³ des Bundesamtes für Energie):

- Die Finanzierung von Massnahmen erfolgt durch schweizerische Pensionskassen, die einen Zins von 4,5% erhalten. Der Bund leistet für die Programme eine Bürgschaft. Dank dieser Finanzierung reduzieren sich die Kosten der Windenergie auf unter 5 Rp./kWh, was sich mit den Aussagen der Infrastudie deckt.¹⁴
- Es werden sinkende Beschaffungskosten im bisherigen Rahmen unterstellt (Kosten sinken um 3%/a), dazu Transportkosten von 1,3 Rp./kWh fix¹⁵ und Systemkosten zur Netzstabilisierung von 0,5 Rp./kWh fix.
- Es wird unterstellt, dass Offshore wegen der grösseren Windhöfigkeit nicht teurer ist als Onshore, wenn grosse Mengen erstellt werden.¹⁶
- Bei der vorübergehenden Strombeschaffung am Spotmarkt werden die durchschnittlichen Baseload-Kosten der europäischen Strombörse EEX von 2002 fortgeschrieben (2,28 Euro-Cents/3.33 Rp./kWh), es wird jährlich ein Kostenanstieg von 1% eingerechnet.

Die Kalkulation dieses Programms zeigt, dass der Atomausstieg keine Mehrkosten erzeugt:

- In den ersten Jahren entstehen durch die Stilllegung von Mühleberg und Beznau I und II satte Gewinne, weil der defizitäre Export von Bandenergie eingestellt wird.
- Die Windenergie kommt auf Erzeugungskosten von 4,7 Rp./kWh (3 Euro-Cents/kWh), wenn die Kapitalkosten mit nur 4,5 % Zins gerechnet werden. Im Jahre 2020 kostet der Zubau von Windenergie noch 3 Rp./kWh (2 Euro-Cents/kWh), ein Wert, der sich mit anderen Schätzungen deckt, wenn die Kalkulation auf das tiefe schweizerische Zinsniveau abstellt.¹⁷
- Die Gesteungskosten des *Win-Wind&Security*-Programms sind insgesamt rund 1 Mrd. SFr. tiefer als die Kosten der Fortsetzung des Atomprogramms. Nicht eingerechnet wurden die Nachrüstungskosten der bestehenden Atomkraftwerke – sie fallen ebenfalls weg – und die wegfallenden Beiträge an den Entsorgungsfonds – sie kommen dazu. Es zeichnet sich unter Berücksichtigung dieser Unbekannten eine kostenneutrale Lösung ab.
- Die am Terminmarkt eingekauften Strommengen enthalten CO₂-Emissionen. Dies wird kompensiert durch die Mehrproduktion an Windenergie, die ab 2019 am Spotmarkt wieder verkauft wird. So ist das Szenario echt CO₂-neutral.

Die Schweiz ist heute schon ein wichtiger Zulieferer der Windbranche. Dazu gehören laut BFE «insbesondere Anbieter von Leistungselektronik, Generatoren, Übertragung und Verteilung, Rotorblätter, Rückversicherung und Finanzierung sowie Planung, Projektmanagement und Systemintegration. Im Bereich der Leistungselektronik hat die Schweiz eine Führungsposition.»¹⁸

Teil 7



Was die Politik leisten muss

«Es gibt keinen energiewirtschaftlich bedeutsamen Sektor, in dem nicht noch erhebliche technische Potenziale zur Effizienz- bzw. Energieproduktivitätssteigerung existieren.»
Schlussbericht Deutsche Enquête-Kommission Nachhaltige Energieversorgung

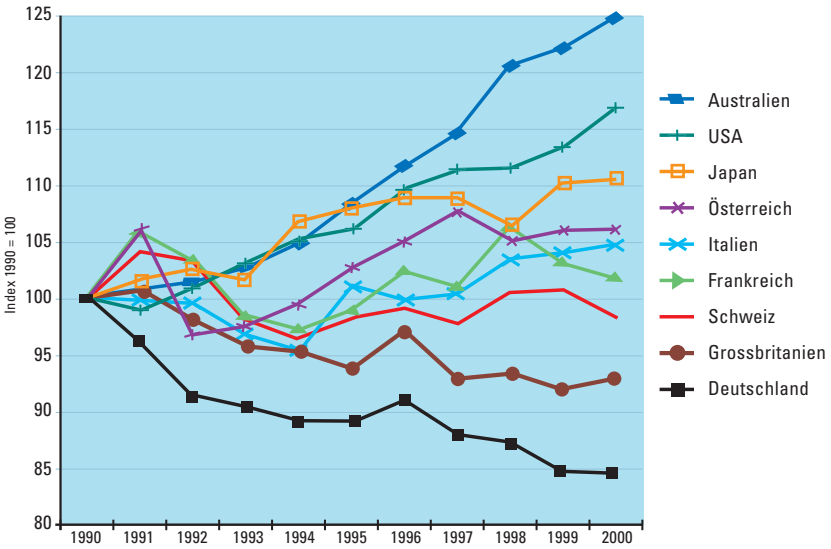
«Das beste Gesetz nützt nichts, wenn es nicht umgesetzt wird.»
aus EnergieSchweiz, Jahresbericht 2001

«Die Schweiz könnte sich in zwei bis drei Generationen in eine nachhaltige 2000 Watt-Gesellschaft verwandeln. Die ökonomische Belastung dafür wäre minim. Umgekehrt brächte sie den Vorteil der grösseren Unabhängigkeit vom unsicheren Markt der fossilen Energieträger.»
Prof. Dieter Imboden, ETH Zürich

Inhalt Teil 7

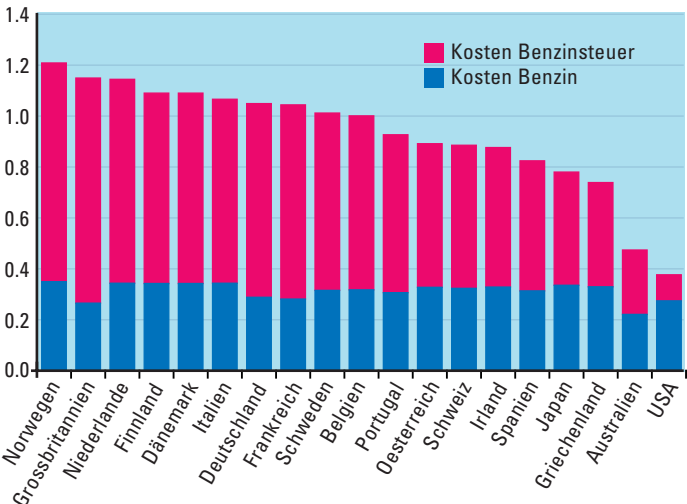
1. Vom Wandel der Energiesysteme	155
2. Die Zukunft: rückwärts, seitwärts oder etwas Neues?	157
3. Nichts als die Verstärkung bestehender Trends	159
4. Die wirtschaftlichen Motive des ökologischen Strukturwandels	161
5. So funktioniert die ökologische Steuerreform in Deutschland.	163
6. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz: Eine Revolution im Stromsektor	165
7. Sind Quoten besser als feste Vergütungen?	167
8. Die Europäische Union macht vorwärts – Schweiz fällt zurück	169
9. EnergieSchweiz: Eine Trockenübung?	171
10. Das Basler Modell: eine Erfolgsgeschichte	173
11. Umweltschutz per Portemonnaie: Der Basler «Energiesparrappen»	175
12. Strommarkt-Öffnung mit Effizienzpolitik flankieren!	177
13. Einsparprogramme senken Kosten und Emissionen.	179
14. Ein fairer Stromregulator muss her!	181
15. Was tun bei neuen Versorgungskrisen?	183

Entwicklung der CO2-Emissionen in ausgewählten Ländern



7.1 Die USA und Australien sind dem Kyoto-Protokoll nicht beigetreten. Beide Länder haben signifikant hohe Verbrauchszuwächse und tiefere Benzinpreise (siehe unten). Die Verschwendung ist nicht nur für das Klima, sondern auch für die Wirtschaft ein Problem. Grafik Buwal.

Benzinpreise in US-\$ pro Liter



7.2 Je tiefer die Benzinpreise, desto grösser der Verbrauch. Daten IEA.

1. Vom Wandel der Energiesysteme

Die Geschichte der menschlichen Energienutzung ist eine Abfolge sich beschleunigender Substitutionsprozesse. Vor der industriellen Revolution standen Holz (Energieausbeute 0.1–0.2 W/m²) und Biomasse (3–6 W/m²) als Energieträger zur Verfügung. Sie befriedigten den Bedarf nach Nahrung (Weizen, Mais, Reis), Wärme (Holz) und Verkehr (Pflanzen für Reit- und Zugtiere). Die vorindustriellen Gesellschaften (vor 11'000 Jahren bis 1750 n. Chr.)¹ pflegten notgedrungen eine nachhaltige Energienutzung, sonst litt die eigene Bevölkerung an Hunger und Armut.²

Mit der industriellen Revolution begann die Kohlenutzung und damit die Abholzung des «unterirdischen Waldes» (R.P. Sieferle).³ Die Wasserkraft ersetzte die Kohle partiell und war eng mit dem Aufbau der modernen Elektrizitätsversorgung verknüpft. Kohle wurde in grösserem Ausmass erst vom Erdöl verdrängt, dessen Siegeszug mit dem Automobil zusammenhängt. In der 2. Hälfte des 20. Jahrhunderts folgte Erdgas und – mit erheblichen Staatskrücken – die Atomenergie, die es nie über 2,5% Endenergieanteil hinaus brachte.

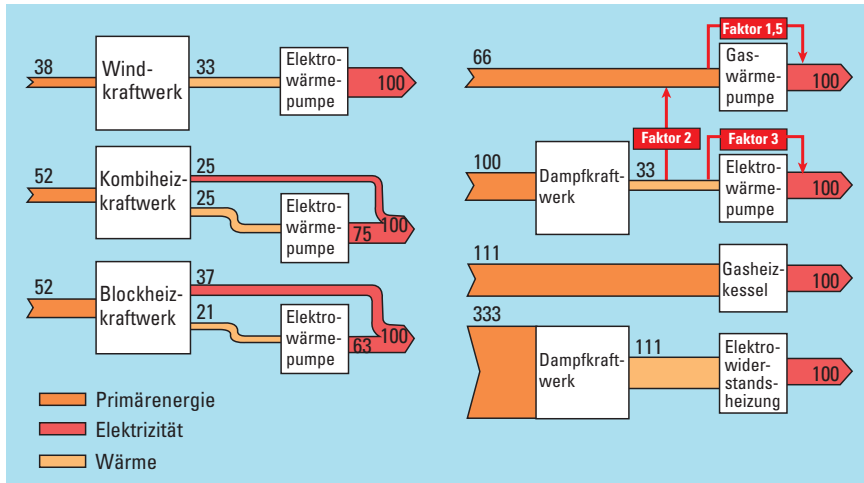
Vor 1970 gab es noch keine systematische Umwelt – oder Klimapolitik. Trotzdem sank schon damals der Anteil an Kohlenstoffen bei jedem Übergang zu einer neuen Ressource. Der Kohleanteil erodierte nicht wegen Verknappungen, sondern weil neue Primärenergien mit besseren Eigenschaften entdeckt wurden. Die neuen Ressourcen waren effizienter und dichter als die alten.

Aus dieser Perspektive passt Erdgas nicht in den Trend. Erdgas hat eine geringere Energiedichte als Erdöl; der Transport über Kontinente hinweg ist teuer. Besonders für mobile Anwendungen bringt die Erdgasnutzung einen Wechsel zu höherer Komplexität.⁴ Unter diesen Gesichtspunkten ist es noch viel fraglicher, ob der viel beschworene Wasserstoff in Zukunft eine tragende Rolle spielen wird:

- Die Konversionsverluste bei der Elektrolyse und bei der Nutzung mittels Brennstoffzellen sind hoch.
- Im stationären Sektor ist der Einsatz von Technologien zur Effizienzerhöhung und zur direkten Nutzung von Strom (z.B. aus Windkraft) ökonomisch um ein Vielfaches einfacher und billiger.
- Wasserstoff kommt als aufwendige «Notlösung» für mobile Anwendungen in Betracht, aber vielleicht nur als Übergangstechnik bis bessere Batterien (Energiedichte, Ladegeschwindigkeit, Dauerhaftigkeit) zur Verfügung stehen.
- Wasserstoff in Kombination mit Brennstoffzellen kann als Backup-Technik für stationäre Anwendungen rationell sein, aber nur bei einer dezentralen Anwendung z.B. in Heizzentralen von Mehrfamilienhäusern, wo auch die anfallende Abwärme voll genutzt werden kann und auch das erst, wenn grosse Mengen Strom aus Bandenergie und intermittierenden erneuerbaren Energien nicht mehr anders verwendet werden können.

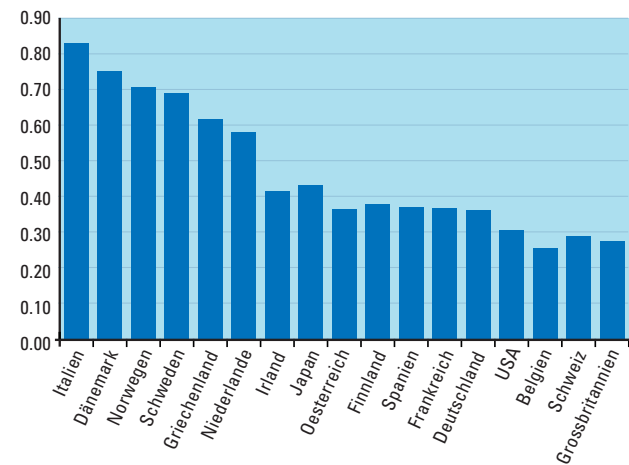
Wasserstoff ist ein Energiespeicher und damit ist noch gar nichts über die genutzten Primärenergien gesagt. «Wasserstoff» (H₂) scheint heute als Kodewort für Innovation, aber auch für die versteckte Planung der Atomrenaissance zu dienen, US-Präsident Bush hat sich im Februar 2003 für mehr Innovation Richtung «Wasserstoff» ausgesprochen und gleichzeitig grosse Aufstockungen der Subventionen für die Atomenergie im Budget 2004 vorgeschlagen,⁵ unter anderem für «*Nuclear fission*»: 391 Mio. \$ (+18%) «*Yucca Mountain*» (Endlagerung): 591 Mio. \$, «*Reprocessing and Transmutation*»: 63 Mio. \$ (+246%), «*Nuclear Hydrogen Initiative*»: 4 Mio. \$ (neu).⁶ Reduktionen sind vorgesehen für die Forschung in den Bereichen Windenergie (–5,5%) und Passivhäuser (–50%). Wind- und Solarenergie erhalten unter Bush sowieso nur 122 Mio. \$, etwa zehnmal weniger als Atomkraft, womit die Präferenzen der aktuellen amerikanischen Energiepolitik deutlich zutage treten.

Energieverbrauch für die Wärmeerzeugung



7.3 Ein Dampfkraftwerk mit Widerstandsheizung verbraucht zehn mal mehr Energie zur Wärmeerzeugung als ein Wasser- oder Windkraftwerk mit Wärmepumpe. Wird auch die Gebäudehülle saniert, sind Verbrauchsreduktionen um den Faktor 100 möglich. Grafik Ravel.⁷

Heizölpreise in ausgewählten Ländern, US-\$ pro Liter



7.4 Die Schweizer Heizölpreise sind die zweitniedrigsten im internationalen Vergleich und die tiefsten überhaupt, gemessen an der hohen Kaufkraft. Daten IEA.¹⁶

2. Die Zukunft: rückwärts, seitwärts oder etwas Neues?

Auf kurze Frist scheint es wesentlich effizienter, umweltfreundlicher und kostengünstiger, für den Ersatz von fossilen Energieträgern auf eine direkte Nutzung von Strom zu setzen als den Umweg über Wasserstoff zu nehmen.

- Zeitgleich erzeugte und verbrauchte Elektrizität, gespeist aus Windkraft, Geothermie, Wasserkraft und Solarenergie, verspricht die kürzesten Wege und die kleinsten Verluste.
- Für den Wärmebedarf bedeutet dies, dass vermehrt Wärme aus Sonnenkollektoren, Umweltwärme, Geothermie usw. elektrisch bewirtschaftet, d.h. gespeichert, geregelt und verdichtet wird.
- Als Puffer für besonders kalte Tage wird auch Strom aus Wärmekraft-Kopplung, gespeist aus Biomasse und fossilen Brennstoffen, eine Rolle spielen. Bei stationären Anwendungen ist es relativ einfach, auch Wasserstoff als Speicher beizuziehen, vorausgesetzt es stehen im Gesamtsystem keine preisgünstigeren Backuplösungen aus Erdgas zur Verfügung.⁸
- In der Mobilität könnte Wasserstoff langfristig eine Rolle spielen, wenn es nicht gelingt, die (an sich effizientere) Speicherung von Elektrizität in Batterien zu verbessern. Bevor jedoch aufs fossil betriebene Auto ganz verzichtet wird, werden wahrscheinlich mehr Effizienz und die kostengünstigeren Optionen im stationären Bereich verfolgt, die die CO₂-Träger ebenfalls reduzieren (3-Liter-Auto, Reduktion des Heizöleinsatzes usw.)

Die fundamentale Frage ist, inwiefern sich die Zusammensetzung der Primärenergien verändern wird. Es wäre ein Rückschritt, wenn man sich wieder auf die Verfeuerung von Kohle im grossen Stil einliesse. Kohle ist – ausserhalb der Stromerzeugung – wenig praktisch in der Handhabung und ausserordentlich umweltschädigend. Wegen der Klimaproblematik wächst der Druck, den Verbrauch zu senken. Das Gleiche gilt, aus anderen Gründen, für die Nutzung der Atomkraft.

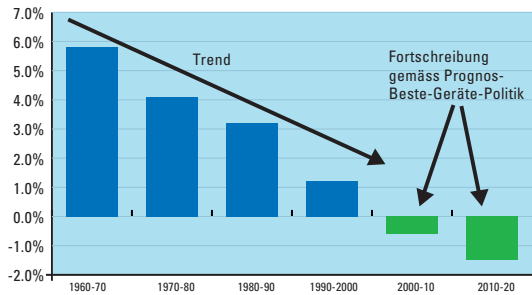
Entscheidend sind die Fortschritte bei den erneuerbaren Energien. Im Vergleich zur herkömmlichen Biomassenutzung (0,1–6 W/m²) können die flächenspezifischen Ernteerträge um das 5- bis 1000-fache gesteigert werden:

- Mit Windenergie lassen sich 1000 Watt Dauerleistung pro m² beanspruchte Bodenfläche erzeugen (nur Fundament) bzw. 30 W Dauerleistung pro m² Rotorfläche;
- mit Geothermie sind 2000 W/m² Dauerleistung möglich (Annahme: 10'000 m² Bodenfläche pro 25 MW-Anlage);
- Mit Sonnenkollektoren steigt die Dauerleistung auf umgerechnet 20 W/m²;
- Mit Photovoltaik auf rund 5–15 W, abhängig vom Wirkungsgrad der Zellen.

Eine Strategie, die vermehrt auf grünen Strom, Solarwärme und Effizienz setzt, kann ökologisch nur erfolgreich sein, wenn es politisch gelingt, die thermische Stromerzeugung auf der grünen Wiese mit ihren grossen Energieverlusten und Umweltfolgen einzudämmen. Die Chancen dafür stehen zumindest in Europa recht gut, denn die Stromliberalisierung hat die Handelbarkeit und damit den Wert der dezentralen Stromerzeugung massiv verbessert.

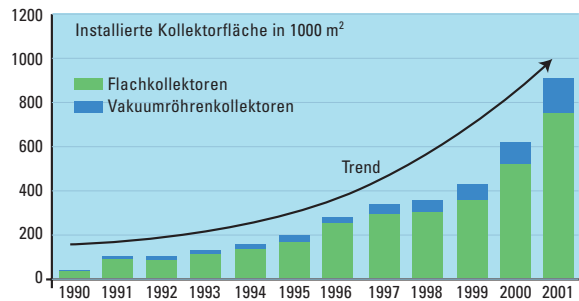
Der Megatrend zur dezentralen Stromerzeugung ist nicht aufzuhalten, wenn die Gaspreise den (steigenden) Ölpreisen folgen. Und die ökonomischen Vorteile dieser Strategie werden auch in Ländern greifen, die mit grüner Politik wenig am Hut haben. Mit den richtigen Technologien lassen sich im Vergleich zur bisherigen Stromerzeugung (Kraftwerke auf der grünen Wiese) Verbesserungen erreichen, die den Verbrauch um den Faktor 10 und mehr verringern (vgl. Abbildung 3).

Elektrizitätsverbrauch, Entwicklung der Zuwachsraten in Dekaden und Optionen für die Zukunft

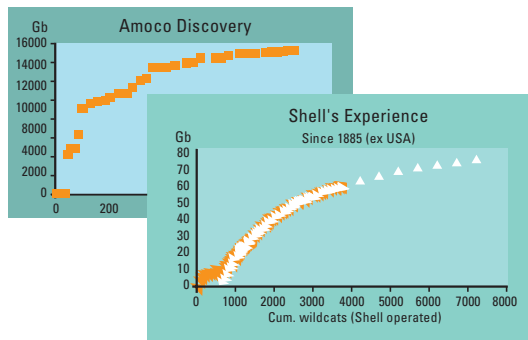


7.5 Die Wachstumsrate des schweizerischen Stromverbrauchs befindet sich im Sinkflug. Mit A-Klasse-Geräten kann dieser Trend verstärkt werden.

Marktentwicklung Sonnenkollektoren in Deutschland



7.6 Es dauerte Jahrzehnte bis sich Erdöl im 19. Jahrhundert als Energieträger etablierte. Auch die Solartechnik braucht lange Anlaufzeiten und hohes Wachstum, um als fester Bestandteil einer sauberen Energieversorgung zu etablieren. Mit speziellen Programmen wird in Deutschland die Solarwärme gefördert. Grafik Bundesverband Solarindustrie.



7.7 Die Erfahrungen von Shell und Amoco: Immer mehr Bohrungen geben immer weniger her. Der Ölsektor wird schrumpfen. Grafik LBST / Amoco / Shell

3. Nichts als die Verstärkung bestehender Trends

Eine sachgerechte Energiepolitik erfordert in erster Linie einen rechtlichen Rahmen, der für so viel Rechtssicherheit sorgt, dass die nötigen Investitionen auf der Angebots- und auf der Nutzerseite auch tatsächlich getätigt werden.

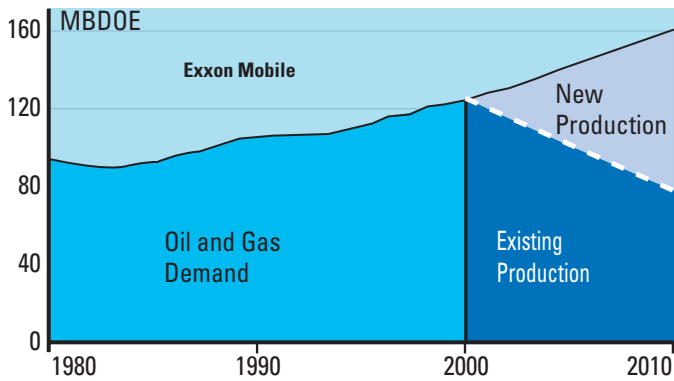
- Bei den CO₂-Emissionen ist die Reduktionsstrategie international abgesichert und gehört zum parteiübergreifenden Konsens. Hier bleibt noch zu wünschen, dass die Sanktionen für den Fall, dass die nötigen Reduktionen nicht erreicht werden, gesetzlich verbindlicher definiert werden (z.B. Preiszuschläge).
- Damit sich eine Effizienzstrategie wirklich durchsetzt, müssen auch die anderen nichterneuerbaren Energieangebote auf den Sinkpfad verpflichtet werden. Der «Guerilla-Krieg» gegen Energieeffizienz, den die Atomlobby seit Jahrzehnten führt, muss zu einem Ende kommen.
- Umgekehrt muss gesetzlich gesichert sein, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch (und am Stromverbrauch) ansteigt, angespornt durch Preisanreize oder mit dynamischen Quoten.
- Energiepreise sollen die Kostenwahrheit sagen. Die Internalisierung externer Kosten steigert gleichermassen die Anreize für mehr Energieeffizienz und für die Anwendung von erneuerbaren Energien.
- Preisanreize allein genügen aber nicht. Die konsequente Verbesserung der Energieproduktivität erfordert auch Massnahmen «hinter dem Stecker».

Ein Szenario, das die erneuerbaren Energien vorantreibt und die Energieeffizienz verbessert, ist nichts anderes als die logische Fortschreibung ohnehin bestehender Megatrends:

- Nach dem 2. Weltkrieg bis 1973 wuchs der Energieverbrauch exponentiell (sog. 50-er-Jahre-Syndrom).⁹ Die Energie wurde immer billiger, die Versorgungssicherheit stand im Mittelpunkt der Energiepolitik. Man diskutierte über Energie, als müsse man eine Nachfrage befriedigen, die nach naturwissenschaftlichen Gesetzen wächst.
- Der erste Ölpreisschock (1973) führte dann zur Erkenntnis, dass eine Reduktion des spezifischen Material- und Energieeinsatzes pro Wertschöpfung realisiert werden kann, sobald Preissignale spielen. Der absolute Energieverbrauch sank aber noch nicht.
- Heute stehen wir vor der nächsten Phase: Nicht der spezifische, sondern auch der absolute Stoff- und Energiedurchfluss müssen verringert werden, zuerst pro Kopf und anschliessend global. Und die Qualität der Versorgung wird sich in Richtung von Effizienz und Erneuerbaren verschieben.

Die reichliche Verfügbarkeit von Öl hat die Materialverschwendung begünstigt, in den letzten 30 Jahren wurden Ressourcen weiter verschwendet und die Materialströme sind weiter angewachsen. Heute steht ein Strukturbruch bevor, der nicht durch das Ende der Rohstoffverfügbarkeit signalisiert wird, sondern durch das Maximum der Verfügbarkeit von fossilen Energieträgern.¹⁰ Zittel und Schindler lassen offen, wohin die Reise geht. «Wir sind gerade mittendrin, unseren Kompass neu auszurichten.»

«Major Challenge to Meet Global Demand Opportunity»



7.8 Schaubild von Exxon-Mobile: «Eine grosse Herausforderung, die Weltnachfrage nach Öl zu befriedigen...» Grafik zVg. von LBST

Tabelle 1 Ziele der Energiepolitik im Wandel

	Vor 1970	1970-1985	1986- ca. 1999	2000-
Im Zentrum der Wahrnehmung	Landesversorgung, Versorgungssicherheit	Ölkrise, Luftproblematik Ressourcenproblematik	Atomrisiken, Klimaschutz,	Nachhaltigkeit, neue Ölschocks
Ziele & Werte	«reichliche, sichere und günstige Versorgung»	«das Öl geht aus – spart Energie oder sucht nach neuem Öl!»	«das Öl geht noch lange nicht aus, aber wir haben ein CO ₂ -Problem und Atomenergie ist nicht die Lösung»	«Effiziente, erneuerbare, sichere Energiennutzung zu erschwinglichen Kosten»
Energiepreise	Sinkend / stabil auf tiefem Niveau	Preisschocks (steigend).	Preiserfall / Sinkflug (real)	volatil. Preisschocks im Herbst 2000 und Winter 2003
Leittechnologie	Erdöl / Atom.	Atomenergie / Erdgas («weg vom Öl!») erneuerbare Energien als	fuel switching: Erdgas.«(weg von Atom und Kohle),» Take off von: effiziente Fenster, Isolationen, Kollektoren, Windenergie	Erneuerbare Energien lokal voll marktfähig. Vormarsch der dezentralen Stromproduktion
Schwerpunkte der Rechtssetzung	Sichere Landesversorgung <i>Atoms for peace</i>	Energiepolitik = Atompolitik Luftreinhaltung	Erste Einspeisegesetze (DK, BRD, E); Marktöffnung für Strom und Erdgas, verschärfte Luftreinemassnahmen, ökologische Steuerreformen (Skandinavien), Beginn der Stromliberalisierung	Ökologische Steuerreformen (GB,BRD); Weitere Einspeisegesetze Einspeisegesetze oder Mindestquoten für erneuerbare Energien: F,I,GB,A, AUS, USA, Vollendung der Stromliberalisierung

4. Die wirtschaftlichen Motive des ökologischen Strukturwandels

Es sind drei Motive, die heute einen beschleunigten Wandel der Energieversorgung bewirken:

1. höhere Kosten der herkömmlichen Energieträger
2. schwindende eigene Ressourcen und steigende Auslandsabhängigkeit
3. negative Umweltauswirkungen der konventionellen Energienutzung, die auch wirtschaftlich zu Standortnachteilen führen.

Eine Seitwärtsbewegung Richtung Erdgas, ein Salto rückwärts zur Kohle oder zur Atomenergie kommt mit dem gestiegenen Umweltbewusstsein in Konflikt, selbst wenn nicht ausgeschlossen werden kann, dass einzelne Länder diesen Weg gehen werden.

Wirtschaftlich gesehen haben die alten Angebotstechnologien jedoch stark an Attraktivität verloren, denn es werden nur neue Erschöpfungszyklen angestoßen, die früher oder später wieder in Engpässen (nach Ressourcen, atomaren Endlagern usw.) münden.

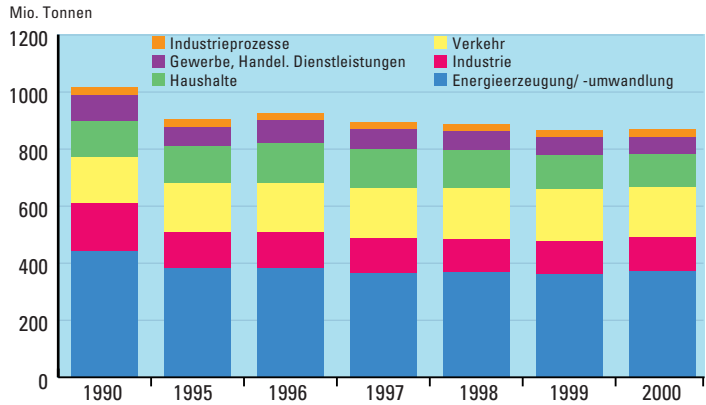
Vor allem aber ist die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien in vielen Ländern ganz einfach so viel billiger geworden als Atomkraft und Kohle, dass selbst eine bescheidene Nutzung zu technologischen Kettenreaktionen führen wird, die den alten Technologien gefährlich wird.

Historisch gesehen haben wir es mit der Konvergenz zweier teil-autonomer Entwicklungen zu tun, welche die Trendwende unterstützen:

- Nach der ersten Ölkrise waren die Energiepreise vorderhand hoch, aber es standen nur wenig energietechnische Innovationen («Umstiegsmöglichkeiten») zur Verfügung. Die Energiewirtschaft konzentrierte sich darauf, neue Quellen «alter» Ressourcen zu erschliessen (Öl, Gas, Atom).
- Danach wurden viele Innovationen im Bereich der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz entwickelt und marktreif, aber nach 1985 sackten die Ölpreise derart ab, dass die Wirtschaft und viele Konsumenten das Interesse an Innovationen verloren.
- Heute jedoch scheint eine Phase angebrochen, wo die Energiepreise steigen und die Energieverschwendung zur Belastung wird. Nun kommen mindestens die preisgünstigen Innovationen (inkl. gesetzliche Vorschriften) zur breiten Anwendung.
- Die Trendwende wird nicht zuletzt von den negativen Leistungsbilanzen der Verschwenderländer diktiert. Im chronisch negativen Aussenhandel der USA spielen die Energieimporte eine immer gewichtigere Rolle. Dadurch kommen auch die eingesessenen Energieanbieter unter Druck, die bisher die ökologisch inspirierten Sparmassnahmen stets verhinderten.

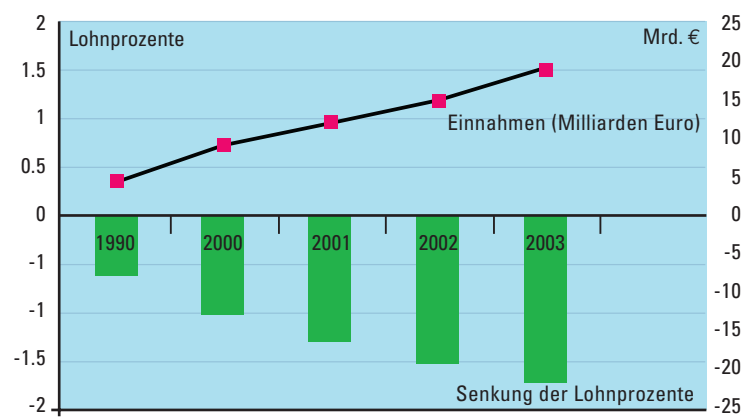
Es ist das schiere Volumen des bisherigen Energieverbrauchs im Verhältnis zu den schrumpfenden Reserven, die eine Änderung der Nutzungsraten herbeiführen muss. Es scheint unvermeidlich, dass die USA vorerst noch auf «militärische Beschaffungskriminalität» setzen. Doch der gewalttätige Raubzug auf Erdöl kann die Verknappung nicht aufhalten, und die Weltgemeinschaft wird US-Privilegien beim Zugang zum Öl nicht dulden. Innen- und Aussenpolitik müssen in Energiefragen zusammengeführt werden. Friedliche Entwicklung, Ressourcenschonung, Technologietransfer, Reduktion von Emissionen/Abfällen, Sicherheit vor Terror- und Unfallrisiken gehören alle auf denselben Verhandlungstisch und dürfen nicht Verfassungsrhetorik bleiben.¹¹ Die Ölkrise gibt die Chance, die Weichen neu zu stellen. Nichts muss heute neu erfunden werden, um eine nachhaltige Energieversorgung zu erreichen.

CO₂-Emissionen in Deutschland



7.9 Deutschland hat bei einer Fortsetzung seiner Klimaschutzpolitik zumindest gute Chancen, die bis 2008/2012 eingegangenen Reduktionsverpflichtung von 21 Prozent der CO₂-Emissionen erfüllen zu können.¹² Preisanreize wirken meist erst langfristig, sind aber nicht zu unterschätzen.

Ökologische Steuerreform in Deutschland:
Lohnnebenkosten um 1,7 Prozentpunkte reduziert



7.10 Deutschland erfüllt die Kyotoziele und spart doppelt so viel CO₂ wie die gesamte Europäische Union. Der Benzinverbrauch sank erstmals während drei aufeinanderfolgenden Jahren ab.

5. So funktioniert die ökologische Steuerreform in Deutschland

Mit ihrer ökologischen Steuerreform hat die rot-grüne Regierung eine mutige und erfolgreiche Umweltpolitik betrieben. Seit 1999 wurden Energiesteuern eingeführt und in kleinen, voraussehbaren Schritten erhöht. Mit den Erträgen wurden die Beitragssätze zur Rentenversicherung gesenkt und stabilisiert.

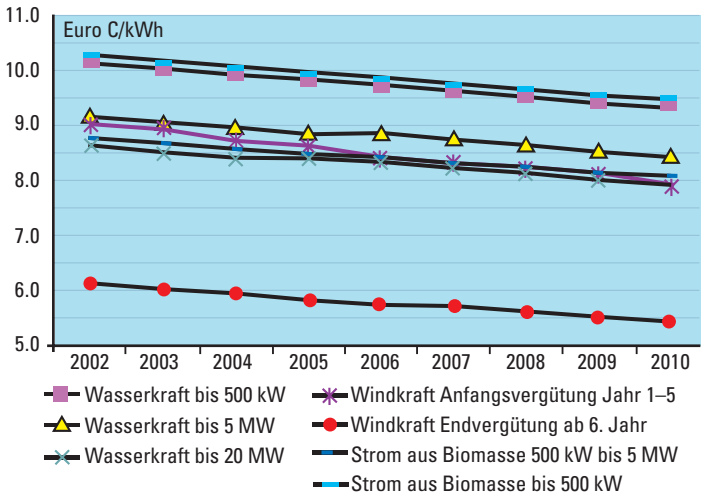
- Seit 1999 wurde die Mineralölsteuer erhöht: auf Kraftstoffe um 6 Pfennige je Liter, auf Heizöl 4 Pfennige, auf Erdgas um 0,32 Pfennige/kWh. Es wurde eine Stromsteuer in Höhe von 2 Pfennigen/kWh eingeführt.
- Die Beitragssätze zur Rentenversicherung, und damit die Lohnnebenkosten wurden 1999 um 0,8 Prozentpunkte, jeweils zur Hälfte für Arbeitnehmer und Arbeitgeber, gesenkt.
- Zwischen 2000 und 2003 wurde der Steuersatz auf Kraftstoffe jährlich um jährlich 3,07 €C. angehoben, ebenso die Stromsteuer um 0,256 €C./kWh. Für das Produzierende Gewerbe galt ein ermäßigter Steuersatz von 20% (ab 2003 60%), alle anderen Wirtschaftszweige unterliegen dem vollen Steuersatz.
- Energieintensive Unternehmen erhalten einen Spitzenausgleich (ab 2003 95% Rückerstattung), wenn die Belastungen die Entlastungen durch die Senkung der Rentenversicherungsbeiträge um das 1,2-fache übersteigen.
- Für den öffentlichen Verkehr gelten die halben Steuertarife. Es gibt weitere Ermässigungen, so für den Erdgaseinsatz im Verkehr, für Nachtstromspeicherheizungen (befristet bis 2006), für Wärmekraft-Kopplungsanlagen mit Wirkungsgrad ab 70% und für hocheffiziente Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD) mit einem Nettowirkungsgrad ab 57,5% (während fünf Jahren).
- Die Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien und aus Kraftwerken bis zu 2 MW sind von der Stromsteuer befreit.

Die Ökosteuernerträge aus erneuerbaren Energien (z.B. Belastung von Wind- und grossen Wasserkraftwerken) fliessen weitgehend an diesen Sektor zurück. Die Förderung erneuerbarer Energien (über das EEG hinaus) steigt von 1999 bis 2006 von 100 auf 230 Mio. €.

Deutschland hat das Kyotoziel fast erreicht. Mit dem Rückgang der Treibhausgase um 1,5% (2002) wurde eine Reduktion um 19,4% gegenüber 1990 erreicht. Mit 240 Mio. Tonnen hat die Bundesrepublik doppelt so viel Treibhausgase reduziert wie die gesamte EU. Im Verkehrsbereich gibt es klare Indizien einer Trendwende. Der Verbrauch von Treibstoffen ist in drei aufeinanderfolgenden Jahren (2000–2002) zurückgegangen, die Zahl der umweltfreundlichen Erdgasautos auf 13'000 angestiegen.

Die ökologische Steuerreform wird von weiteren Massnahmen flankiert. Neben dem Erneuerbare-Energien-Gesetz wurde auch ein Förderprogramm zur Errichtung von Passivhäusern mit 30'000 Wohneinheiten gestartet. Viele dieser neuen Ansätze werden ihre nationale und internationale Breitenwirkung erst mit der Zeit entfalten, doch die Erfolge der Programme – im Vergleich zur «alten» Energiepolitik der USA, die auf Krieg und Verschwendung setzt – dürfen als phänomenal bezeichnet werden.

Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland für Neuanlagen
während max. 20 Jahren ab Betriebsaufnahme



	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Wasserkraft bis 500 kW	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3
Wasserkraft bis 5 MW	9,1	9,0	8,9	8,8	8,8	8,7	8,6	8,5	8,4
Wasserkraft bis 20 MW	8,6	8,5	8,4	8,4	8,3	8,2	8,1	8,0	7,9
Windkraft Anfangsvergütung Jahr 1-5	9,00	8,9	8,7	8,6	8,4	8,3	8,2	8,1	7,9
Windkraft Endvergütung ab 6. Jahr	6,1	6,0	5,9	5,8	5,7	5,7	5,6	5,5	5,4
Strom aus Biomasse 500 kW bis 5 MW	8,7	8,6	8,5	8,4	8,4	8,3	8,2	8,1	8,0
Strom aus Biomasse bis 500 kW	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4
Solarstrom	48,1	45,7	43,4	41,22	39,2	37,2	35,5	33,6	31,9

7.11 Anlagen, die einmal gebaut sind, erhalten während 20 Jahren eine fixe Einspeisevergütung, abhängig von der erreichten Jahresstundenzahl (Windkraft). Die Vergütung sinkt von Jahr zu Jahr für neue Anlagen. Daten Solarserver.

6. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz: Eine Revolution im Stromsektor

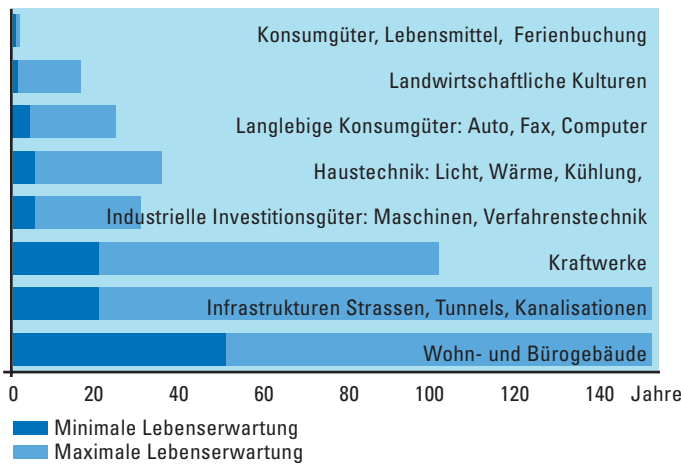
Dem politischen Erfolgsmodell des Einspeisegesetzes zugunsten der Windenergie folgend, hat die rot-grüne Regierung in der Bundesrepublik die Vergütung für die dezentrale Stromerzeugung mit dem EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) weiter verbessert. Seit dem Jahr 2000 werden auch Strom aus Photovoltaik, Biomasse und Geothermie kostendeckend vergütet, mit degressivem Verlauf der Einspeisevergütung und Kostenausgleich über die ganze Bundesrepublik getreu dem Verursacherprinzip.

Das EEG ist energiewirtschaftlich gesehen ein revolutionärer Schritt. Hier entfaltet sich eine völlig neue Philosophie:

- **Gleichbehandlung der Technologien:** Zentrale und dezentrale Stromerzeugung werden gleichwertig behandelt. Die Bevorzugung der Grosstechnologien innerhalb der Strommonopole fällt dahin, auch kleine, private Projekte mit Erzeugerqualität kommen zum Zuge.
- **Optionen öffnen:** Alle erneuerbaren Techniken haben ein Zukunftspotential und sind vergütungswürdig. Im Zentrum steht die Frage, wie schnell Lernkurven durchschritten werden und weniger, wie weit man überhaupt kommt. Letzteres lässt sich am Anfang einer neuen technologischen Entwicklung ohnehin nicht beantworten.
- **Langfristige Optik:** Nur die erneuerbaren Energien garantieren langfristig Versorgungssicherheit; deshalb erhalten sie – und nur sie – während einer befristeten Zeit gesetzliche Preisgarantien mit degressivem Verlauf.
- **Dynamik der Lernkurven:** Es geht darum, eine sich selbst tragende Dynamik anzustossen. Dabei entscheidet mittelfristig die Reduktion der Gesteungskosten unter Verhältnissen der Massenproduktion über den Stellenwert einer neuen Technologie, und nicht die vermeintliche Unwirtschaftlichkeit auf Pioniermärkten.
- **Potential:** Das Potential der erneuerbaren Energien ist kein begrenzender Faktor. Erneuerbare Energien können den Energiebedarf aller Länder mehrfach decken. Deshalb ist die Strategie langfristig zielführend
- **Solidarität:** Nicht vereinzelte Anhänger von «grünem Strom» tragen die Last der Finanzierung, sondern die Gesamtheit der Energiekonsumenten.
- **Internalisierung externer Kosten:** das EEG sorgt in bescheidenem Umfang für Kostenwahrheit und legt das Schwergewicht auf Therapie und nicht auf ökonomische Prinzipienreiterei. Die Kostenumlage auf die konventionellen Strombezügler ist verursachergerecht. Die Konsumenten leisten dabei nicht nur «Abbitte», sondern mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien wird die eigentliche Ursache des Problems angepackt.
- **Degression der Kosten:** Durch die im Zeitablauf sinkende Vergütung ist gewährleistet, dass die Allgemeinheit aus den neuen Technologien auch wirtschaftlich einen Nutzen zieht.
- **Auffangnetz:** Bei einem Preisanstieg der fossilen Ressourcen kreuzen sich die Preiskurven der neuen und der alten Techniken. Das EEG ist das Sicherheitsnetz für das auslaufende fossile Zeitalter.
- **Entmilitarisierung:** Das EEG entkoppelt die Markteinführung neuer Technologien aus dem militärisch-industriellen Komplex. Der Verlust an Kontrolle und Einfluss ist ein Grund, weshalb das Gesetz von den Pfründenträgern der Altindustrien – Wirtschaftsverbände, Elektrizitätswirtschaft und manche Forschungszentren – derart angefeindet wird.

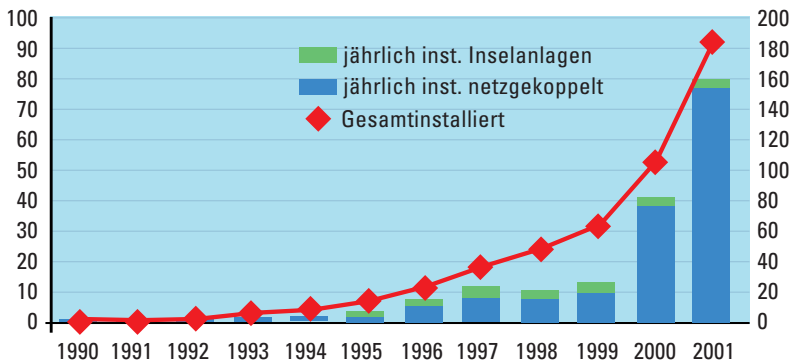
Mehrere EU-Länder haben das bundesdeutsche Modell ähnlich oder in veränderter Form adaptiert. Das Modell gewinnt allmählich auch bei den konservativen Parteien an Respekt (Vgl. auch Teil IV: Einspeisevergütungen funktionieren am besten!)

Trägheit von Energiesystemen
unterschiedliche Lebenszyklen bei Konsumgütern und Infrastrukturen



7.12 Die Trägheit von Energiesystemen ist sehr unterschiedlich. Kraftwerke werden oft 50 Jahre und länger betrieben. Deshalb müssen jahrelange, langfristig angelegte Massnahmen ergriffen werden, will man die Entwicklung steuern.

Strom von der Sonne Entwicklung deutscher Photovoltaik-Markt



7.13 Dank der kostendeckenden Vergütung wurde die Stromerzeugung aus Photovoltaik erheblich gesteigert. Ähnliche Zuwachsraten sind in den Bereichen Biomasse und Geothermie zu erwarten, doch sind die Planungs- und Erstellungszeiten länger. Grafik Bundesverband Solarindustrie.

7. Sind Quoten besser als feste Vergütungen?

Nicht alle Länder setzen auf Einspeisevergütungen. Grossbritannien hat sich für eine Quotenregelung zum Ausbau der erneuerbaren Energien entschieden. Seit 2001 verlangt die Regierung, dass die Endverkäufer von Elektrizität mindestens drei Prozent ihres Stroms aus erneuerbaren Quellen beziehen. Diese Quote wird bis zum Jahre 2010 schrittweise auf 10% erhöht. Die Stromlieferanten müssen zur Erfüllung der Auflage eine entsprechende Anzahl Zertifikate (ROCs = renewable obligation certificates) erwerben. Diese Zertifikate sind nichts anderes als ein Produktionsnachweis von erneuerbaren Energien.¹³

Stromverkäufer, die die Quote nicht oder nur teilweise mit eigenen Kraftwerken erfüllen, müssen Zertifikate zukaufen oder ein Strafgeld zahlen. Dieses beträgt in Grossbritannien 3 Pence/kWh (rund 4,5 Euro-Cents/kWh). Die Einnahmen aus den Strafzahlungen werden wiederum zur Verbilligung der erneuerbaren Energien verwendet. Die Eignung von Quotenlösungen für den ökologischen Umbau ist umstritten. Länder mit Quotenmodellen (GB, AUS, USA, NL) weisen signifikant tiefere Zubauraten an erneuerbaren Energien auf als Länder mit festen Vergütungen. Nicht die Höhe der Stromvergütung, sondern die Höhe der minimalen Menge («Quote») der erneuerbaren Energien wird definiert, die mittels Zertifikaten nachzuweisen ist. Zertifikate erhält, wer grünen Strom einspeist; Zertifikate kaufen muss, wer Strom verkauft. Übersteigt die Nachfrage nach Zertifikaten das Angebot, steigt ihr Preis und es entsteht ein Anreiz, neue Kraftwerke mit erneuerbaren Energien zu erstellen. Übersteigt das Angebot an erneuerbaren Energien die nachgefragte Quote, tendiert der Preis der Zertifikate nach unten. Quotenmodelle haben aus Sicht der Investoren eine Reihe von Nachteilen:

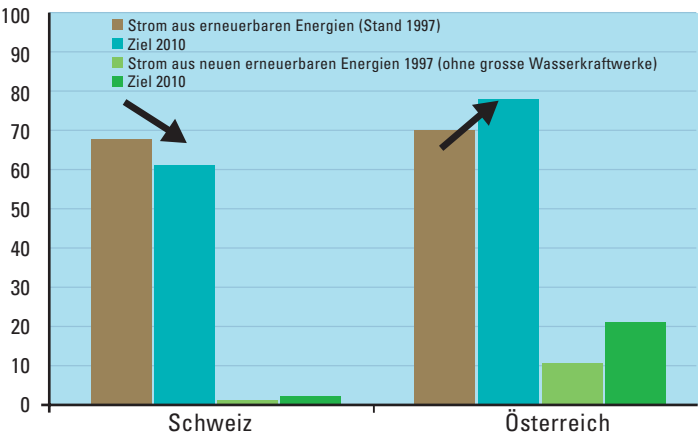
- Da es keine Preisgarantien gibt, sind die Finanzerträge über die Abschreibungsfrist unsicher.
- Dem differenzierten Dargebot an erneuerbaren Energien kann nicht Rechnung getragen werden. Neue, teure Techniken mit Zukunftspotential wie z.B. die Photovoltaik haben keine Aussicht auf Nachfrage.
- Die Investoren konzentrieren sich auf die kostengünstigsten Technologien und wählen unter diesen die rentabelsten Standorte, was zu einer technologischen und geographischen Massierung führt (Windturbinen konzentriert auf wenigen Kreten und an Küsten). Dies wiederum weckt Opposition. Standorte oder Technologien mit mässigem Ertrag können nicht entwickelt werden.
- Es gibt keine Anreize, den Zubau an erneuerbaren Energien über die Quote hinaus zu steigern. Dies führt für die Anbieter von neuen Technologien zu wirtschaftlich desaströsen Stop-and-Go-Zyklen. Die Abhängigkeit von politischen Entscheiden ist damit nicht kleiner als bei den Vergütungsmodellen nach EEG.

Nicht verschwiegen seien aber auch die positiven Seiten von Quotenlösungen:

- Mit Quoten lässt sich handeln. Man kann den Strom aus entfernteren, z.B. windhöfigeren Gegenden einkaufen. Vergütungen nach EEG sind hingegen binnenorientiert und führen kaum zu einem Zubau im Ausland mit seinen z.T. produktiveren Standorten.
- Wenn Quotenlösung dynamisch fixiert werden, kann dies dem Markt Stabilität verleihen.
- Wenn Elektrizitätsversorgungsunternehmen selber in erneuerbare Energien investieren, haben sie ein Eigeninteresse, die Quote Jahr für Jahr zu erhöhen, um stabile Preise für ihre Einspeisungen zu erhalten.
- Quotenlösungen sind kostenminimal. Investoren entscheiden sich für die absolut kostengünstigste Lösung. Umgekehrt entfällt aber auch jeder Anreiz zu Innovationen.

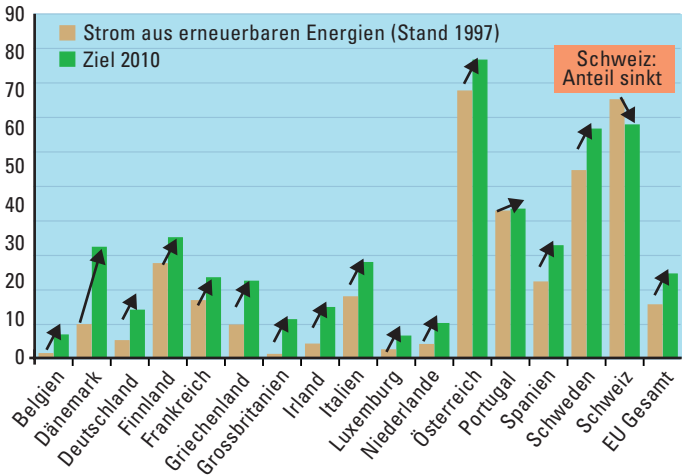
Es ist kein Zufall, verlässt man sich in Grossbritannien nicht allein auf Quoten. Zusätzlich wird auf Strom aus nichterneuerbaren Energien (inklusive Atomenergie) eine Klimaabgabe von 0,43 Pence erhoben. Wünschbar wäre es für die Zukunft, Lösungen zu finden, welche die Vorteile des Quotenmodells (Handelbarkeit) mit den Vorteilen des EEG (gesicherte Rentabilität) miteinander verknüpfen. Der spanische Instrumenten-Mix, der den Investoren verschiedene Wahlmöglichkeiten lässt, könnte für die Zukunft Vorbild sein.

**Strom aus erneuerbaren Energien 2000–2010
Schweiz und Österreich im Vergleich**



7.14 Die EU-Länder haben verbindliche Ziele für den Zubau an erneuerbaren Energien vereinbart. Die erneuerbaren Energien liegen im Aufwind. Die Schweiz bewegt sich gegen der Trend.

**Ziele für grünen Strom in der EU und in der Schweiz:
In der Schweiz regiert die Atomlobby**



7.15 Österreich verfügt wie die Schweiz über viel Wasserkraft. Österreich entwickelt auch die anderen erneuerbaren Energien. Nur in der Schweiz sind die erneuerbaren Energien gemessen am Gesamtverbrauch rückläufig, eine Folge der Fixierung der Elektrizitätswirtschaft auf Atomkraft.

8. Die Europäische Union macht vorwärts – Schweiz fällt zurück

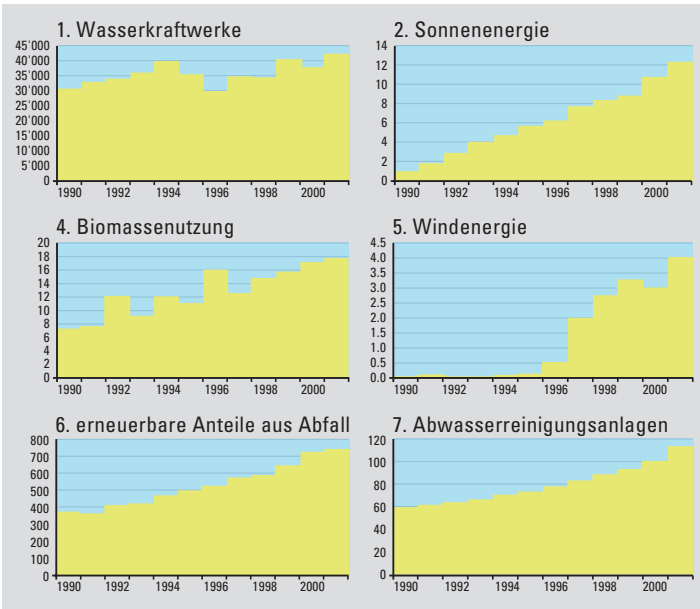
Die hohen Zuwachsraten der erneuerbaren Energien in Deutschland, Dänemark und Spanien, ausgelöst durch die stringente Energie- und Innovationspolitik dieser Länder, entfalteten in den letzten Jahren eine bemerkenswerte politische Breitenwirkung. Inzwischen hat die EU eine Rahmenrichtlinie erlassen, wonach die einzelnen Mitgliedländer bis zum Jahr 2010 den Anteil der erneuerbaren Energien von 12% auf 22% steigern.

Die Ziele sind bindend, doch jedes EU-Land entscheidet selbständig, mit welchen Massnahmen das Ziel erreicht wird. Länder mit einem starken Stromverbrauchszuwachs müssen stärker in Erneuerbare investieren als Länder mit einem gebremsten Verbrauch.

Technologisch verlangt die Richtlinie nichts anderes als eine Fortschreibung bereits bestehender Trends. Die Ziele können von den einzelnen Ländern ohne besonders einschneidende oder kostspielige Massnahmen erreicht werden, da sich die neuen erneuerbaren Energien kostenmässig nicht mehr stark von der konventionellen Stromerzeugung unterscheiden. Der Zubau erfolgt hauptsächlich über die Nutzung der Windenergie und der Biomasse.

Trotz bereits gesunkenen Gestehungskosten bestehen bei den erneuerbaren Energien weitere grosse Kostensenkungspotentiale. Es wird geschätzt, dass sich die jährlichen Zubauleistungen der meisten erneuerbaren Energien bis 2010 gut verzehnfachen werden. Unter dieser Voraussetzung wird das Kostenniveau der erneuerbaren Energien in manchen Bereichen auf einen Bruchteil der heutigen Werte sinken.¹⁴

Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien seit 1990 [GWh/a]



7.16 In der Schweiz wird wenig für die neuen erneuerbaren Energien getan. Dank dem hohen Anteil an Wasserkraftwerken merkt es fast niemand. Als «grösste Leistung» wurde in den 90-er Jahren die vermehrte Verstromung von Kehrricht erreicht. Grafik BFE.¹⁵

Ziele und Zielerreichung Energie 2000 /EnergieSchweiz

		Ziel	Vergleichsjahr	Stand 2001
Verbrauch fossile Energien ¹⁸		-10%	2000	+ 2.2%
CO ₂ -Emissionen		-10%	1990	+ 0.8%
aus Brennstoffen		-15%	1990	- 3.7%
aus Treibstoffen		- 8%	1990	+ 7.3%
Elektrizitätsverbrauch	Zuwachs bis 2010 ≤+ 5%		2000	+ 2.6%
Wasserkraft	Produktion stabil		2000	+0.170 TWh
Elektrizität aus neuen erneuerbaren Energien	+0.5 TWh		2000	+ 0.032 TWh
	+1%-Punkt			
Wärme aus erneuerbaren Energien	+3.0 TWh			
+3%-Punkte	2000		+ 0.411 TWh	

9. EnergieSchweiz: Eine Trockenübung?

Die Schweiz verfolgt seit 1990 ein eigenes Programm (*EnergieSchweiz*, früher *Energie2000*), das sich an quantitativen Zielen orientiert, die Energieeffizienz und den Anteil der erneuerbaren Energien steigern und die CO₂-Emissionen senken möchte. Die bisherigen Erfolge sind jedoch ungenügend, trotz höchst bescheidenen gesetzlichen Vorgaben.

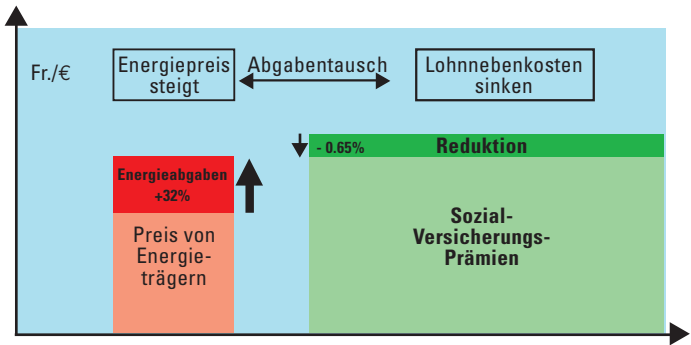
Der Energieverbrauch und besonders der Stromverbrauch stiegen bisher stark an. Nur beim Heizen sind die CO₂-Emissionen etwas rückläufig; die Emissionen des Verkehrs steigen ungebrochen, nicht zuletzt, weil die Schweiz sehr tiefe Benzinpreise im internationalen Vergleich aufweist. Die Verantwortlichen des Bundesamtes für Energie beschreiben die Situation ungeschminkt:

- Trotz guten Labels («Minergie») *«ist die Qualitätssicherung der energetischen Massnahmen durch eine Kontrolle auf dem Bau vielfach noch unbefriedigend»*, hält der Jahresbericht fest.¹⁹
- Es fehlt schon bei der Vollzugsstatistik. *«Damit ist sowohl die Vorbildfunktion der Kantone sowie ein effizientes Controlling der kantonalen Energiepolitik gefährdet.»*
- Liest man die Erfolgsbilanz, kann der Eindruck entstehen, dass die Kantone selber das Programm sabotieren, denn *«seit dem Ersatz des eidgenössischen Energienutzungsbeschlusses durch das Energiegesetz am 1.1.99 [werden] auf kantonaler Ebene die Vorschriften im Gebäudebereich immer mehr abgebaut, insbesondere für die verbrauchsabhängige Heizkostenabrechnung in bestehenden Gebäuden und bei der Bewilligungspflicht für Elektroheizungen»*. Auch hier spielt der verheerende Einfluss der Elektrizitätswirtschaft auf die Kantonsregierungen («Atomfilz»), der vorab danach strebt, den Stromverbrauch zu steigern, um die geschaffenen Überkapazitäten loszuwerden.
- *«Für die Umsetzung von Massnahmen in den Bereichen Strom (Empfehlung SIA 380/4, Einsatz energieeffizienter Geräte, Energieetikette), Verkehr (Motorfahrzeugsteuer nach Treibstoffverbrauch ...fehlen in den meisten Kantonen die gesetzlichen Grundlagen.»*
- Obschon Untersuchungen gezeigt haben, *«dass gesetzlich verankerte Baustandards nach wie vor zu den wirksamsten und kostengünstigsten Massnahmen der Energiepolitik gehören..., ist die Qualitätssicherung der energetischen Massnahmen durch eine Kontrolle auf dem Bau vielfach noch unbefriedigend.»*

Die Wirtschaftsverbände haben von Anfang an auf «freiwillige Massnahmen» gesetzt. Es wurde auf Zeit gespielt und alle Anläufe für ein kohärendes marktwirtschaftliches Instrumentarium mit Anreizen wurden bekämpft. Wie soll eine Politik funktionieren, die alles jenen Marktkräften überlässt, die die Umwelt schon bisher bloss als Müllhalde missbrauchten? Der Druck auf die Schweiz wächst, mit Europa gleichzuziehen und die Politik des billigen Heizöls und Benzins (die wie in Luxemburg mit fiskalischen Interessen verfolgt wird) zu verlassen.

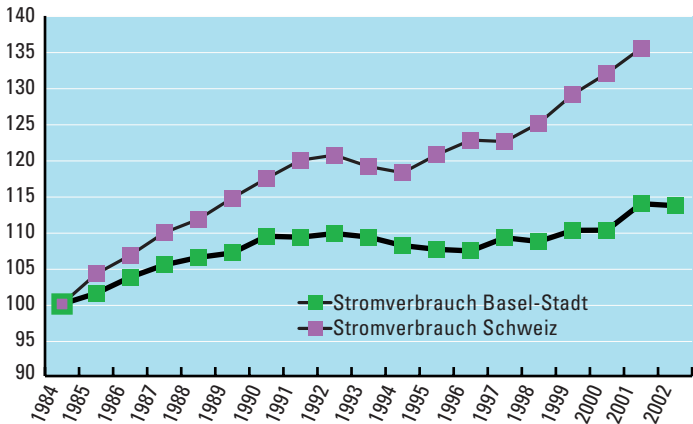
Besonders im Strombereich fällt die Schweiz immer weiter zurück. Selbst wenn die Verbrauchsziele des Bundesrates (maximaler Verbrauchszuwachs 5%) eingehalten würden, wofür bisher kein wirksames Instrumentarium besteht, sänke der Anteil der Erneuerbaren am Landesverbrauch von heute 67,7% (2001) auf 61%. Da aber der Stromverbrauch viel stärker wächst (2001 +2,6%), könnte der Anteil der erneuerbaren Energien auf 50% im Jahre 2010 zurückfallen (Annahme: Verbrauchszuwachs von 2,6% setzt sich fort). Im Unterschied zur Europäischen Union wurde im schweizerischen Programm nicht eine Verbrauchsquote für erneuerbare Energien, sondern eine fixen Menge²⁰ definiert, zum Nachteil der grünen Techniken.

Oekologische Steuerreform
verteuert schädliche Energieträger
verbessert Rentabilität von Einsparinvestitionen
verbilligt Sozialversicherungsprämien
schaft Anreize für neue Arbeitsplätze



7.17 In Basel wird der Strom mit einer Lenkungsabgabe verteuert, Aus dem Ertrag werden die Lohnnebenkosten um 0,65%-Punkte gesenkt. Auch die Haushalte erhalten eine Rückerstattung («Strompreis-Bonus») von 55 SFr./Kopf.

Stromverbrauch seit Inkrafttreten des ersten Energiegesetzes
Entwicklung in Basel und in der übrigen Schweiz 1984–2001



7.18 In Basel stieg der Stromverbrauch weniger als in der übrigen Schweiz. Der Pro-Kopf-Verbrauch ist in jüngerer Zeit rückläufig.²¹ Daten IWB

10. Das Basler Modell: eine Erfolgsgeschichte

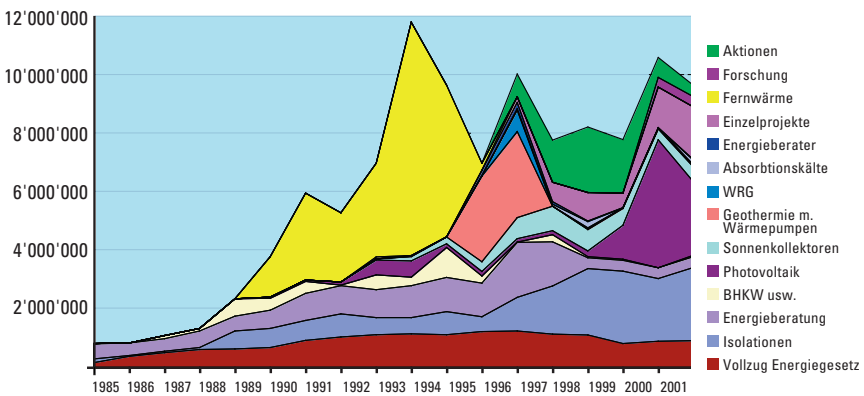
Basel-Stadt ist Pionierkanton in Sachen Energie. Zwei Jahrzehnte lang wehrte sich die Bevölkerung gegen das geplante Atomkraftwerk *Kaiseraugst* und verhinderte schliesslich dessen Bau mit Erfolg (1988)! Hier wurden die ersten Energiegesetze der Schweiz erlassen, früh schon ein Fernwärmenetz aufgebaut, die erste zweckgebundene Energieabgabe der Schweiz eingeführt (1983), Verbundabonnemente für den öffentlichen Nahverkehr²² lanciert (1984), die erste ökologische Steuerreform der Schweiz durchgesetzt (1999) und der Verzicht auf Grundpreise bei der Stromtarifizierung gesetzlich verankert. Heute hat Basel netto die tiefsten Stromgestehungskosten der Schweiz und geht effizienter mit Energie um.

- **Die Förderabgabe:** eingeführt im Jahre 1985 wurde ein Preiszuschlag auf dem Strom schrittweise auf 5% erhöht. Aus den Einnahmen von 10–12 Mio. Fr. (ca. 55–70 SFr. / Kopf, 40–50€) werden Programme und Investitionsbeihilfen für Energieeffizienz und erneuerbare Energien finanziert.
- **Die Lenkungsabgabe:** Seit 1999 wird die Elektrizität im Mittel um 4 Rp./kWh (+32%, entspricht 2,66 Euro-Cents/kWh) verteuert.
- **«Strompreis-Bonus»:** Die Erträge dieser Lenkungsabgabe von 48 Mio. Fr. pro Jahr werden den Konsumenten einheitlich zurückerstattet. Haushalte erhalten 55 Franken pro Kopf (über 9 Mio. Fr.), Betriebe 0,65 Lohnprozente (38 Mio. Fr.) pro Jahr. Für energieintensive Betriebe gelten spezielle Bestimmungen ähnlich dem Kostenausgleich in der Bundesrepublik Deutschland.
- **Kantonales Einspeisegesetz:** Strom aus Wärmekraft-Kopplung und aus erneuerbaren Energien wird mit einem Einspeisegesetz gefördert, welches Vergütungen in der Grössenordnung von 10 Euro-Cents/kWh vorsieht (für Solarstrom eine kostendeckende Vergütung)

Hintergrund der Lenkungsabgabe war folgender: Weil die Basler Bevölkerung Beteiligungen an Atomkraftwerken verhinderte und ganz auf kostengünstige Wasserkraft und Stromeffizienz setzte, sanken die Beschaffungskosten der Kantonswerke (*Industrielle Werke Basel, IWB*) in den 90er Jahren kontinuierlich. Bei stabilen Tarifen stieg der IWB-Cash Flow auf 100 Mio. Fr. (66 Mio.€) pro Jahr. Die Gewinnablieferung an den Kanton war aber gesetzlich beschränkt (5% des Umsatzes), und Sonderabschreibungen konnte man nicht ewig tätigen.

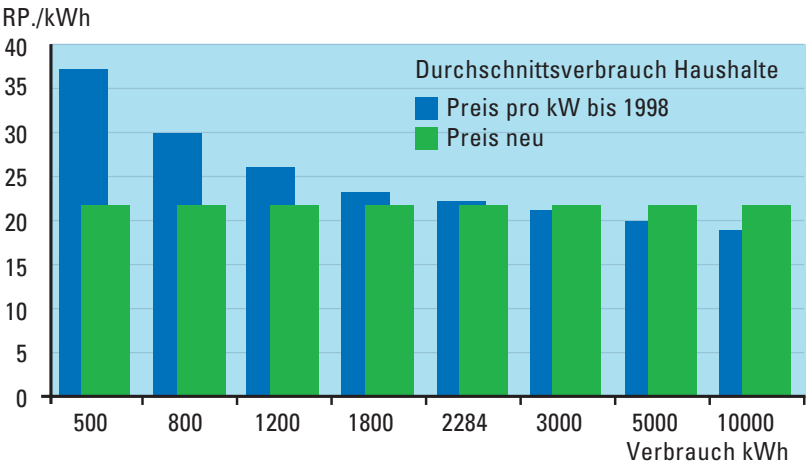
Die IWB hätten deshalb ihre Tarife von 16 auf 11 Rp./kWh senken müssen. Tatsächlich geschah dies dann auch. Basel-Stadt hat inzwischen die tiefsten städtischen Stromtarife der Schweiz. Um aber der verbrauchsfördernden Wirkung sinkender Tarife entgegenzuwirken, wurde zeitgleich mit der Tarifsenkung eine Lenkungsabgabe von solcher Höhe eingeführt, dass die Endverkaufspreise etwa konstant blieben. Die finanzielle Entlastung der Konsumenten wurde nicht über tiefere Tarife, sondern über den Strompreis-Bonus, finanziert aus dem Ertrag der Lenkungsabgabe, an die Kunden weitergegeben. Grosskonsumenten (Basler Chemie) wurden ausgenommen. Sie behielten ihre bereits tiefen Tarife, erhielten aber auch keinen Bonus.

Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien in Basel 1985–2001



7.19 Verteilung der Förderabgabe in Basel-Stadt nach Verwendungszweck

Wirkung der Grundpreise: Wer spart, zahlt einen höheren Preis



7.20 Preisdegression vor der Energierechtsnovellierung, einheitliche Kosten danach (Beispiel Basel-Stadt). In Basel wurden Grundpreise verboten.

11. Umweltschutz per Portemonnaie: Der Basler «Energiesparrappen»

Der Basler «Energiesparrappen» wurde 1984 gesetzlich verankert. Die Mittelverwendung war im Zeitablauf starken Veränderungen unterworfen und spiegelt auch den keineswegs geradlinigen Suchprozess der Energiepolitik auf dem Weg zur nachhaltigen Energienutzung:

- In den ersten Jahren (1985–89) wurde die Energieabteilung von Verantwortlichen geleitet, die der Idee verbesserter Effizienz eher skeptisch bis ablehnend gegenüber standen. Die finanziellen Zuwendungen konzentrierte man auf Beratung und Beaufsichtigung von Verbrauchsnormen. Ein «Marketing» von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien gab es nicht.
- In einer zweiten Phase floss mehr Geld an Private, insbesondere in neue Angebotstechniken, besonders in die Fernwärme, in Nahwärmeverbünde mit Blockheizkraftwerken und verstärkt in die Förderung besserer Wärme-Isolationen.
- In den 90-er Jahren erst begann die Förderung von Solartechniken, die verstärkte Unterstützung der Wärmedämmung in Altbauten und von Wärmerückgewinnungsanlagen.
- Seit ca. 1995 fließen erheblich mehr Mittel in publikumswirksame «Aktionen», die im Sinne des Least-Cost-Planning die Effizienz von Wärme- und Stromanwendungen «hinter dem Stecker» zum Ziel haben. Diese Einsparkampagnen, die zusammen mit dem Gewerbe entwickelt werden, fanden einen starken Anklang. Es waren Aktionen für «die bessere Lüftung», «das bessere Fenster», «die bessere Beleuchtung», «das bessere Flachdach» mit folgenden Merkmalen:
 - Eine breitenwirksame Aufklärungskampagne nach Zielgruppen (Haushalte, Gewerbe, Industrie und Handel)
 - Die Bereitstellung von leichtverständlichen Materialien, aus denen die Einsparmöglichkeiten ersichtlich sind.
 - Eine befristete Verbilligung der energiesparenden Geräte und Investitionen (A-Klasse oder A-plus-Klasse) mittels Zuschüssen
 - Verschiedene nichtmonetäre «Belohnungen», z.B. das Verteilen von «Zubehör» wie Wassersparartikel, Stromsparbirnen usw.

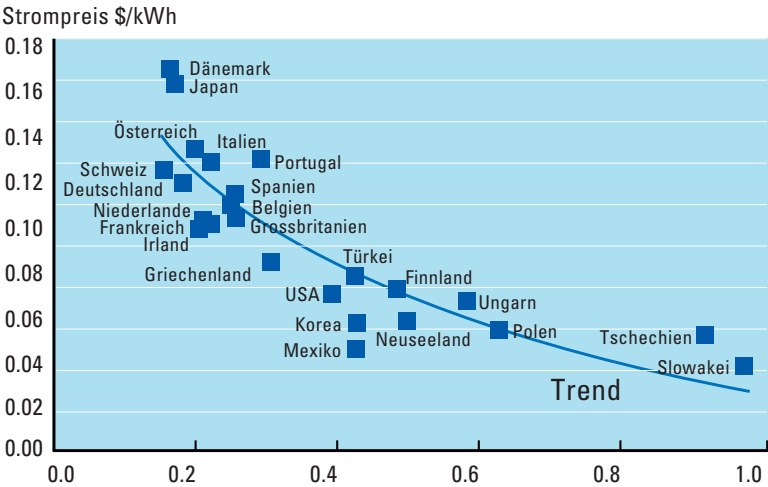
Die Aktionen werden fortgeführt. Auch die Angebotsseite wird weiterentwickelt mit dem ersten kommerziellen Deep-Heat-Mining-Projekt der Welt (20 MW thermisch und 3 MW elektrisch, siehe Teil 4, Kapitel 7)

Grundpreise abgeschafft

Fixkostenanteile in den Strompreisen führen zu Mengenrabatten. Dazu gehören fixe Abonnementsgebühren für den Stromanschluss. Schlimmer noch sind die Take-or-pay-Verträge im liberalisierten Strommarkt: zum Beispiel 5000 Kilowattstunden pro Jahr zum Festpreis von 500 Euro.²³ Bei solchen Verträgen entfällt für die Verbraucher der Anreiz zur rationellen Nutzung der Energie. Je höher der fixe Teil der Strompreise, desto stärker sinkt der variable Teil und desto kleiner ist die Rentabilität von Sparmassnahmen.

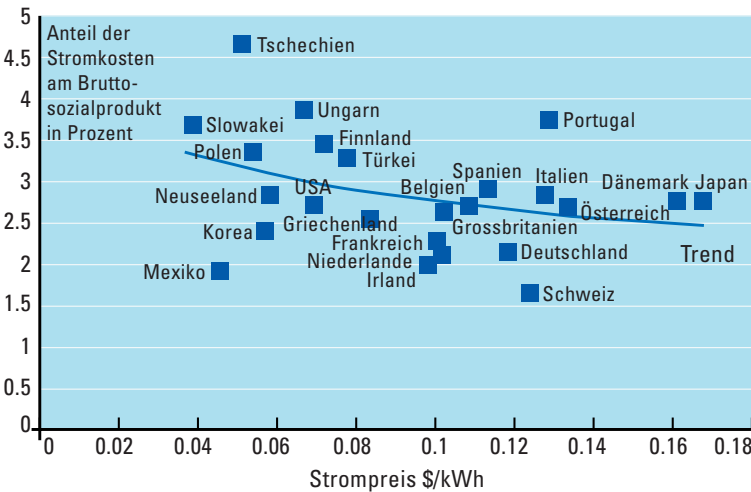
Anreize, die den Mehrverbrauch belohnen, müssen nicht sein. Man kann sie ganz einfach verbieten. In Basel-Stadt wurden die Grundpreise gesetzlich ganz abgeschafft. Erlaubt ist lediglich eine *minimal fee* (Mindestgebühr), die an den Verbrauchskosten angerechnet wird und die variablen Stromkosten nicht absenkt.

Tiefe Strompreise verhindern Stromeffizienz



7.21 Länder mit hohen Strompreisen gehen effizienter mit Strom um. Grafik Verbruggen

Tiefe Strompreise bringen keine tiefen Stromrechnungen



7.22 Tiefe Strompreise führen nicht zu tieferen, sondern zu höheren Stromrechnungen! Grafik Verbruggen

12. Strommarkt-Öffnung mit Effizienzpolitik flankieren!

Mit der Liberalisierung des Strommarktes wurden vor allem wirtschaftliche Zielsetzungen verfolgt. Auf der Angebotseite sollten die Effizienz erhöht und Überkapazitäten abgebaut werden, was teilweise auch gelang. Alte Kraftwerke wurden stillgelegt und die Elektrizitätswirtschaft kann sich teure Prestigeprojekte (Schnelle Brüter, Wiederaufarbeitung) nicht mehr länger leisten.

Die Liberalisierung hat aber die «andere Hälfte des Wettbewerbs» vergessen: Die Optimierung der Energieanwendung beim Verbraucher, die stets im Wettbewerb mit neuen Stromerzeugungsanlagen steht. «Hinter der Steckdose» lassen sich viel kostengünstiger Verbesserungen erzielen als mit noch so stark verbesserten neuen Kraftwerken.

Um diese Effizienz zu erschliessen, ist eine kohärente Politik erforderlich, die die Preise nicht absenkt, sondern mittels Lenkungsabgaben erhöht! Vertraut man den verschiedenen Untersuchungen – zum Beispiel von Aviel Verbruggen²⁴ – dann führen tiefe Preise gerade *nicht* zu tiefen Kosten – im Gegenteil. Die Energie wird nur in jenen Ländern effizient genutzt, die den Strom nicht verschenken! Ohne Preisanreize läuft jede Effizienzpolitik ins Leere:

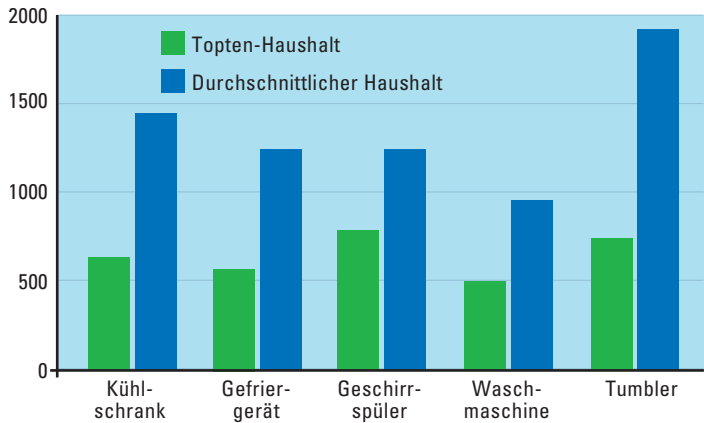
«Die Erwartung, dass tiefe Strompreise auch tiefere Stromrechnungen garantieren, lässt sich klar widerlegen... Industrieländer mit einer Hochpreispolitik (mittels Steuern) geben kleinere Anteile des Bruttosozialprodukts für Strom aus. Hohe Endverbraucherpreise sind nicht schädlich für die Ökonomie, sondern eine Notwendigkeit, um Anreize für Effizienz zu setzen, während Energieeffizienz nicht machbar scheint ohne hohe Endverbraucherpreise... Die Analyse bestätigt, dass grosse ungenutzte Effizienzpotentiale existieren...»²⁵

Die politische Schlussfolgerung daraus lautet, dass nicht nur die CO₂-Emissionen, sondern auch der Stromverbrauch generell besteuert und in die ökologischen Steuerreformen einbezogen werden muss. Erst dann machen die übrigen Massnahmen für Energieeffizienz Sinn und es gelingt, das volkswirtschaftlich hoch rentable Effizienzpotential wirklich auszuschöpfen. Stimmen die Preise, dann macht auch das weitere Massnahmenbündel Sinn:²⁶

- Jeder Energieverteiler sollte Einsparprogramme bei Massenprodukten durchführen.
- Dazu soll für jedes Versorgungsgebiet ein Energiesparfonds geschaffen werden, finanziert durch eine zweckgebundene Abgabe auf dem Verbrauch.
- Jedes Energieunternehmen, welches sich für Einsparungen engagiert, soll die Möglichkeit haben, die Kosten dieser Programme in die Tarife einzubauen. Es soll sich auch einen Deckungsbeitrag für jede eingesparte kWh gutschreiben dürfen.
- Zwischen Energieverbrauchern und Regulierungsbehörden soll ein Einsparziel vereinbart werden. Alle Energieverteiler sollten dazu verpflichtet werden, ein bestimmtes Mass an Effizienzinvestitionen in ihrem Versorgungsgebiet durchzusetzen.
- Einspar-Contracting-Modelle sollten standardisiert werden. Investitionen für mehr Energieeffizienz, die von Dritten finanziert werden, sollen über Garantie-Fonds abgesichert werden.

Energiedienstleistungen sind inzwischen vor allem bei den Grossverbrauchern ein kommerzielles Geschäft. Auf der Ebene der Haushalte bestehen aber erhebliche Schwierigkeiten, Energiedienstleistungen zu vermarkten. Ergänzend müssen deshalb auch schärfere Vorschriften («A-Klasse») und besseres Labeling durchgesetzt werden.

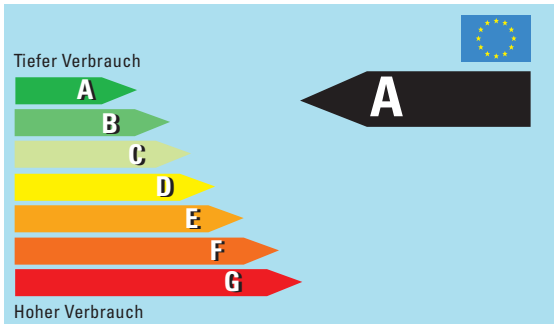
Sparpotenzial: 3330 Franken (2200 Euro)



7.23 Das Thema Kosten mobilisiert zuweilen stärker als der Umweltschutz. Die Einsparungen sind beträchtlich. Unter der Website www.topten.ch werden die jeweils effizientesten Geräte evaluiert.



7.24 Einfachste Massnahmen wie zum Beispiel eine Steckleiste mit Schalter können den Standby-Konsum reduzieren.



7.25 Energiesparetikette: Wieso nicht A-Klasse für alle, von Anfang an?

13. Einsparprogramme senken Kosten und Emissionen

Was die Kunden im Grunde benötigen ist nicht Energie, sondern die Befriedigung ihrer energierelevanten Bedürfnisse (warme Wohnung, kühles Bier, Mobilität). Es zeigt sich, dass Konsumentinnen und Konsumenten ihr Verhalten ändern, wenn wirksame Anreize bestehen (Payback-Fristen von 3–5 Jahren) und wenn ein kulturelles Umfeld besteht, welches Effizienz positiv honoriert.

Zum Beispiel Fifty-Fifty: Den Erfolg teilen

Seit Beginn des Jahres 1997 können alle Hamburger Schulen teilnehmen und 50% der eingesparten Gelder in den Bereichen Elektro, Heizung, Wasser und Abfall für eigene Zwecke verwenden.

Die anfänglich 24 an dem Projekt beteiligten Modellschulen erreichten jährlich steigende Einsparquoten, ohne Absenkung der Sicherheitsstandards und ohne auf Komfort verzichten zu müssen.

Im letzten Jahr der Modellphase (1996/97) hatten sie im Schnitt knapp 10% an Energie und Wasser eingespart. Wegen des überzeugenden Konzepts und des Erfolgs wurde das Projekt jährlich erweitert und von anderen Städten und Bundesländern kopiert.

Dänemark

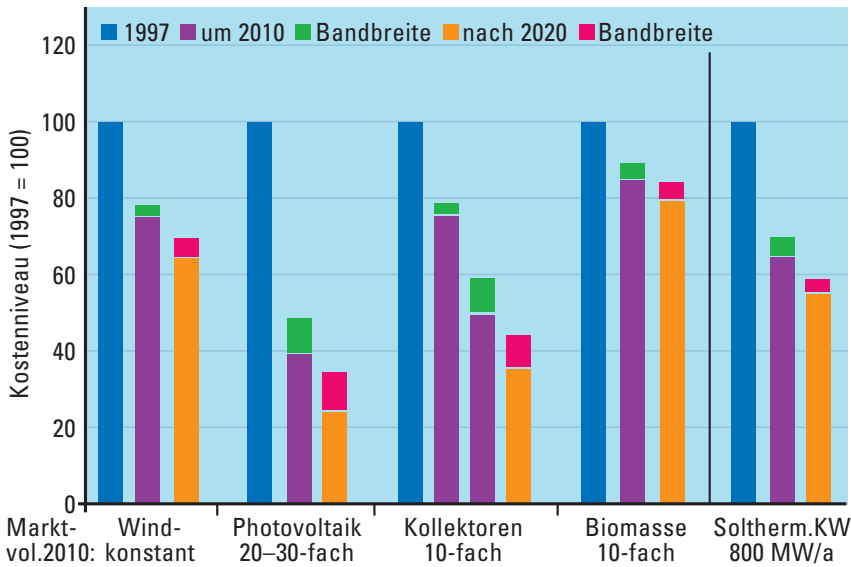
Dänemark hat eine langjährige Erfahrung mit Stromsparfonds. Eines der Programmziele war beispielsweise die Umrüstung von Elektroheizungen auf Nahwärmenetze (meist mit Biomasse). Der dänische Stromsparfonds hat die Installationsarbeiten in den Gebäuden finanziell unterstützt und die Entwicklung von effizienteren Geräten vorangetrieben. Dänemark erreicht heute einen der höchsten Anteile an erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch.

USA: 1–5% für Effizienzprogramme

Bei den Einsparprogrammen sollte ein möglichst breiter Konsens angestrebt werden. Industrie, Umweltorganisationen und Kleinverbraucher sollen bei den Entscheidungen mitwirken, welche Produkte gefördert werden.

Selbst in den verschwenderischen USA sind Energiesparfonds verbreitet, nicht zuletzt dank dem Vordenker Amory Lovins. Die Zuwendungen aus den Stromtarifen liegen zwischen ca. 1% und 5% des Stromumsatzes.²⁷

Kostensenkungspotentiale gemäss Schätzung der deutschen Bundesregierung



7.26 Kostensenkungspotentiale von Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien bei einem zügigen Aufbau größerer Marktvolumina (Schätzung für Deutschland). Die Kostensenkungen sind direkt abhängig davon, dass die positive Umsatzentwicklung in den einzelnen Segmenten anhält. Quelle: BMU.²⁸

14. Ein fairer Stromregulator muss her!

Die meisten erneuerbaren Energien zeichnen sich dadurch aus, dass sie eine je nach Wetter (Wind, Sonne oder, Niederschläge) unterschiedliche Leistung erbringen. Aus der Geschichte der Wasserkraft kann man etwas Entscheidendes lernen: Nicht die Produktionskosten einer Technologie allein sind massgeblich für den Erfolg, sondern die tatsächlichen Vermarktungsmöglichkeiten. Die Energie muss zur richtigen Zeit an den richtigen Ort.

Deshalb gehört – neben angemessenen Vergütungsregeln – der freie Zugang zum Netz und die faire Berechnung von Netzgebühren zu den wichtigsten Rahmenbedingungen für den grünen Strom.

Wenn – wie in manchen Gegenden der USA – Windfarmen für Netzkosten auch dann zahlen müssen, wenn kein Strom fließt, ist es aussichtslos, eine vernünftige Rentabilität zu erreichen.²⁹ Netzgebühren, die auf die Leistung eines Kraftwerks und nicht auf die tatsächliche Inanspruchnahme nach Produktion abstellen, benachteiligen alle erneuerbaren Energien und privilegieren die Bandenergie aus Atom- und Kohlekraftwerken.

Für intermittierende Energie sind deshalb bessere und gerechtere Spielregeln im Stromnetz gefordert:³⁰

- Netzgebühren sind im Verhältnis zur effektiven Inanspruchnahme (kWh) und nicht im Verhältnis zur Leistung (kW) festgelegt werden.
- Netzgebühren sollten am Ausspeisungspunkt und nicht am Einspeisungspunkt belastet werden. Dies führt zu einer Gleichbehandlung der Einspeisungen, unabhängig vom Standort und von der Dauer der spezifischen Stromübertragungen.³¹
- Durchleitungsrechte sollen frei handelbar sein.
- Durchleitungsgebühren von geographisch angrenzenden Netzbetreibern sollen nicht kumuliert werden dürfen.
- Einspeisungen auf unteren Netzebenen, die vor Ort verbraucht werden, sollen nur mit den Gebühren des lokalen Verteilers belastet werden. Als Ausgleich kann eine Kostenentlastungspauschale dienen, welche die Netzkostenersparnisse an übergeordneten Netzen den dezentralen Einspeisern vergütet.
- Flexible Planung der Einspeisung auf kurze Frist, ohne Strafgebühren für den kurzfristigen Stromabtausch auf Spotmärkten.
- Jene dezentralen Erzeuger, die in der Lage sind, Spitzenstrom einzuspeisen, sollten auch für ihre Reservevorleistung eine Vergütung erhalten.

Die Verteilung der Produktionskapazitäten auf eine grosse Zahl von dezentralen Einspeisern spart letztlich Netzkosten und erhöht die Versorgungssicherheit. Mit der Stromliberalisierung wurden die Anreize zur Planung und Finanzierung angemessener Reserven reduziert. Neue erneuerbare Energien und Wärmekraft-Kopplung können mit ihren Kapazitäten einen wesentlichen Beitrag leisten, vorausgesetzt die Kosten der Reservehaltung werden auch entschädigt. Dasselbe gilt für die Spitzenenergie aus Wasserkraft oder für «überkritisch» geplante Windkraftanlagen mit Speicher- und Backup-Systemen, die Strom bei Bedarf ans Netz abgeben können.³² Ziel ist es, auch in einem System mit vorwiegend erneuerbaren Energien eine genügende Redundanz zu schaffen, sodass die Versorgungssicherheit gegenüber heute noch gesteigert wird.



7.27 1) Minergiehaus, Baumaterial Lärche mit Kollektor 6.76 m², Energiekennzahl 114 MJ/m²a, Mollis (Schweiz) 2) Andreas Schlegel, Hinterforst, lötet einen Absorber.3) Adolf von Gunten, Sigriswil, montiert eine Kombianlage. 4) Minergiehaus, Holz-Glas Fassade "Lucido" 176 m², 12 m² Kollektoren, Winterthur 5) Typenhaus mit Minergiestandard, Energiebezugsfläche 185 m², Heizung 77 MJ/m²a, ART-HAUS Raum und Linie, Rhäzüns, Schweiz. 6) Photovoltaikananlage mit Lichtreflektoren, Leistung 31 kW, Einkaufszentrum Limmatplatz, Zürich.

15. Was tun bei neuen Versorgungskrisen?

Eine Strategie in Richtung Vollversorgung mit erneuerbaren Energien ist die beste Krisenvorsorge für die Zukunft. Dabei stellt sich höchstens die Frage der optimalen Allokation der Mittel: sollen nur oder vor allem einheimische erneuerbare Energien zum Zuge kommen? Oder sollen günstige erneuerbare Energien aus dem umliegenden Ausland zugekauft werden, zum Beispiel aus windreichen Gebieten in Nord- und Osteuropa? Jedes Land muss dies für sich selbst beantworten. Hier wird für Krisenfälle ein kurzes Rezeptbuch präsentiert, in welche Richtung wir langfristig marschieren sollten:

1. Energieeffizienz

- Energieeffizienz ist die billigste Energiequelle. Sie gilt es auf allen Ebenen – vom Kraftwerk bis zu den Verbrauchern – zu fördern
- A-Klasse für alle standardisierten Geräte obligatorisch
- Dynamisierung der A-Klasse nach transparenten Kriterien (*best available technology*).
- Effizienzprogramme für Sanierung bestehender Bauten und Anlagen

2. Klimaschutz durch erneuerbare Energien

- Einführung verbindlicher CO₂-Absenkungsziele in Europa bis 2050 (–50%), losgelöst vom Kyoto-Protokoll;
- Sanktionen für Klimastörer
- Festsetzung von Quoten für den Zubau erneuerbarer Energien; Zukauf von erneuerbaren Energien (z.B. Windenergie im internationalen Verbund), wenn die Quoten der erneuerbaren Energien im Inland nicht erreicht werden.
- angemessene Vergütung aller einheimischen erneuerbaren Energien, analog dem deutschen EEG.
- Einführung eines Stromregulators, faire Durchleitungsregeln im Stromnetz

3. Kostenwahrheit

- Harmonisierung der ökologischen Steuerreformen in Europa, verknüpft mit dem gemeinsamen CO₂-Ziel.
- Einbezug des Atomstroms in die Besteuerung zu gleichen spezifischen Steuersätzen wie die CO₂-Träger
- Abschaffung der Subventionen für die nichterneuerbaren Energien.

4. Harmonisierung der Energiepolitik

- Fortsetzung der Klimaschutz-Verhandlungen auf globaler Ebene
- Verhandlungen zur Einführung einer global minimalen Besteuerung aller Energieträger im Rahmen der WTO;
- energiespezifische Strafzölle auf energieintensiven Produkten für Export-Länder, die die Energie steuerlich weniger belasten als die Importländer.

5. Neue Forschungspolitik

- Ausrichtung der Forschung auf nachhaltige Energienutzung,
- Stop der teuren und nutzlosen Atomforschung
- Überführung dieser Mittel zu den erneuerbaren Energien.

Anhang

1. Abkürzungen

a	Jahr
ASPO	Association for the Study of the Peak of Oil
BFE	Bundesamt für Energie
CO ₂	Kohlendioxid (Treibhausgas)
EIA	Energy Information Agency, Teil des US-DOE
EROEI	Energy return on energy invested, Energierücklaufzeit einer Investition zur Gewinnung von Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz der Bundesrepublik Deutschland
EU	Europäische Union
EUR	ultimativ zu erwartende Förderung (expected ultimate recovery)
Gb	Gigabarrel = 1 Milliarde Fass Öl à 159 Liter
kW	Kilowatt (Leistung)
kWh	Kilowattstunde (Arbeit), 1 Kilowatt Leistung während 1 Stunde
IAEA	Internationale Atomenergieagentur
IEA	Internationale Energieagentur
LBST	Ludwig-Bölkow-Stiftung
Mb/a	Million barrel oil/year, 1 Million Barrel Öl pro Jahr
Mb/d, Mbd	Million barrel oil/day, 1 Million Barrel Öl pro Tag
MW	Megawatt (1000 kW Leistung)
MWh	1000 kWh (Arbeit)
OECD	Organisation für Entwicklung und Zusammenarbeit
Opec	Organisation erdölexportierender Staaten,
ROC	renewable obligation certificates
SSES	Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie
US-DOE	United States Departement of Energy
USGS	United States Geological Survey
W	Watt

2. Literatur

- Ackermann, Thomas: Transmission systems for offshore wind farms, renewable Energy World July-August 2002, S.48-60
- American Wind energy Association (AWEA): Wind energy weekly, div.Jg.
- Anet, Bernard, Ernst Schmid, Christoph Wirz: Nuklearterrorismus:
Eine Bedrohung für die Schweiz?, Gruppe Rüstung, AC-Laboratorium Spiez 2000.
- Attarian, John: The Coming End of Cheap Oil, THE SOCIAL CONTRACT, Summer 2002
- Bakhtiari, Samsam: OPEC capacity potential needed to meet projected demand not likely to materialize, Oil & Gas Journal, July 9 2001
- Basics: Die Förderung durch das Energiespargesetz, Strategische Ansatzpunkte, Typoskript, Hg. Amt für Energie Basel-Stadt 1997
- Baudepartement und Wirtschafts- und Sozialdepartement Basel-Stadt: Zukunft Basel, Bericht zur nachhaltigen Entwicklung im Kanton Basel-Stadt, Basel 2001
- Bentley, R.W.: Global oil & gas depletion: an overview, Energy Policy 30 (2002) 189-205
- Berliner Energieagentur GmbH: Energie Navigator, Berlin 2000
- Bhat Mohandas (U.S. Department of Energy, Office of Health Programs):
Chernobyl Health Effects Studies, <http://tis.eh.doe.gov/health/ihp/chernobyl/chernobyl.html>
- Blanchard, Roger: Analysis of the IEO 2001 Non-OPEC Supply Projections,
Northern Kentucky University, 4/9/2001, Typoskript
- Blanchard, Roger: Norwegian Oil Production, Typoskript (2003),
- BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit:
Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, Berlin 1999
- Bondashewsky, Bu.I.: «Gesundheitszustand der Bevölkerung von Belarus, die durch die Katastrophe im AKW Tschernobyl einer langanhaltenden Einwirkung von radioaktivem Cäsium ausgesetzt worden ist.» / Der Vortrag vom V. Internationalen Kongress in Minsk, 17.-20.04.2001
http://www.belarusnews.de/news_de/2001/politik/987772483.shtml
- BP: Statistical Review of World Energy June 2002
- BTM Consult, International Wind Energy Development, World Market update 2001,
Ringkøbing 2002
- Bundesamt für Energie: CO₂-neutraler Ersatz der Atomenergie, Zusatzbericht, April 2002
- Bundesamt für Energie: EnergieSchweiz, Bern 2001
- Bundesamt für Energie: Jahresbericht EnergieSchweiz 2001/2002
- Bundesamt für Energie: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2001
- Bundesamt für Energie: Schweizerische Elektrizitätsstatistik, div. Jahrgänge
- Bundesamt für Energie: Schweizerische Gesamtenergiestatistik, div. Jahrgänge
- Bundesamt für Energie: Schweizerische Holzenergiestatistik 1998
- Bundesamt für Energie: Schweizerische Holzenergiestatistik 1998
- Bundesamt für Energie: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2000,
ausgearbeitet durch Urs Kaufmann, Oktober 2001
- Bundesamt für Konjunkturfragen (Ravel): Elektrizität im Wärmesektor, Bern 1991
- Bundesamt für Zivilschutz, Katastrophen und Notlagen in der Schweiz, 1995
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU):
Infomappe zu Atomtransporten und Atomausstieg, Berlin 2002
- Burlakowa, E.B. (Hrsg.): «Consequences of the Chernobyl Catastrophe: Human health»,
Scientific Council on Radiobiology, Moscow 1996 (ISBN 5-88587-5)
- Campbell, C.J. and Jean H. Laherrère: The End of Cheap Oil, Scientific American March 1998

- Campbell, Colin J., Frauke Liesenborghs, Jörg Schindler, Werner Zittel: Ölwechsel! Das Ende des Ölzeitalters und die Weichenstellung für die Zukunft, Hrg. Global Challenges Network, DTV 2002
- Campbell, Colin J.: The assessment and importance of oil depletion, Powerpoint Präsentation am Aspo-Workshop 2002, Uppsala; Abstract siehe <http://www.isv.uu.se/iwood2002/>
- Campbell, Colin J.: The Coming Oil Crisis (1997)
- Czisch, Gregor, Stefan Kronshage, Franz Trieb, Interkontinentale Stromverbünde – Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung, Kassel 2001
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/fvs_2001_potsdam.pdf
- Czisch, Gregor: Expertise zur möglichen Bedeutung einer EU überschreitenden Nutzung von Wind- und Solarenergie http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/hkf_expertise_final.pdf
- Czisch, Gregor: Global Renewable Energy Potential and Approaches to its Use
<http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/magdeb030901/>
- Czisch, Gregor: High wind power penetration within huge catchment areas shown in an European example http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/awea_2001_czisch_ernst.pdf
- Czisch, Gregor: Interview mit Sonne Wind & Wärme:
<http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/sww-v-2000-interview.pdf>
- Czisch, Gregor: Potentiale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/Pot_Strom_Nordafrika.pdf
- Czisch, Gregor: Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie
<http://www.afes-press.de/html/regstrombodyneues.html>
- Czisch, Gregor: Windenergie gestern, heute und morgen
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/husum_czisch.pdf
- Czisch, Gregor: Interkontinentale Stromverbünde – Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung http://www.fv-sonnenenergie.de/publikationen/th01/th2001_07czisch.pdf
- Deffeyes, Kenneth S.: Hubbert's Peak, The Impending World Oil Shortage, Princeton 2001
- DEWI, Deutsches Windenergie-Institut, Offshore Wind Energy in the North Sea, Studie im Auftrag von Greenpeace, 2000, zit. in Schindler & Zittel 2001
- Diamond, Jared: Arm und Reich. Die Schicksale menschlicher Gesellschaften, Frankfurt a.M. 2000
- Duncan, Richard: USGS Assessment 2000, <http://www.oilcrisis.com/duncan/usgs2000.htm>
- Edwin S. Lyman: Terrorism Threat and Nuclear Power: Recent developments and Lessons to be learned, Nuclear Control Institute, USA
- EIA, US-Energy Information Agency: Accelerated Depletion: Assessing Its Impacts on Domestic Oil and Natural Gas Prices and Production, Washington July 2000, S.4 (2000a)
- EIA, US-Energy Information Agency: Short term energy outlook, December 2000, Overview, Washington 2001
- EIA: Mid-Term Prospects for Natural Gas Supply (2003) zit. bei <http://qv3.com/policypete/policypete.htm>
- EIA: World Oil Market and Oil Price Chronologies: 1970–2001
www.eia.doe.gov/emeu/cabs/chron.html
- Eicher, H.P., F. Schmid: Förderung energiepolitischer Massnahmen im Kanton Basel-Stadt, Energetische Effizienz von Förderbeiträgen, Typoskript, Basel 1996
- Eicher, Hanspeter: Bedeutung der Wärme-Kraft-Kopplung, Blockheizkraftwerke im Energiekreislauf, Technische Rundschau 1/90
- Eidg. Energieforschungskommission CORE: Forschungskonzept Energie 2000-2003
- Ender, C.: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland, Stand 30.06.2002, DEWI Magazin Nr. 21, August 2002, S.17 (DEWI 2002c)

- Energy Information Agency (EIA): Long Term World Oil Supply, A Resource Base/Production Path Analysis, 2000 http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/presentations/2000/long_term_supply/LongTermOilSupplyPresentation.ppt
- Energy Information Agency, 2001, Petroleum statistics
http://www.eia.doe.gov/oil_gas/petroleum/infoglance/crudeoil.html
- Enquete-Kommission des Bundestages Schlussbericht «Nachhaltige Energieversorgung», Berlin 2002
- European Commission: Towards a European strategy for the security of energy supply, 29 November 2000 (COM(2000) 769 final)
- Ewers, H.-J., Rennings, Klaus: Die volkswirtschaftlichen Kosten eines Super-GAU's in *Biblis, Zeitschrift für Umweltrecht und Umweltpolitik* 4/1991, 379-396, Gekürzte Fassung der Studie «Die monetären Schäden eines «Super-Gau's» in *Biblis*», Diskussionspapier Nr. 2 des Instituts für Verkehrswissenschaft an der Universität Münster, Mai 1991
- Fernex, Michel: Chernobyl 15 years on: Health information still suppressed, published by WISE News Communiqué on April 27, 2001
- Fernex, Michel: Ein Super-GAU ist unbezahlbar, in: in *PSR-News* 00/02, Ärzte für soziale Verantwortung/zur Verhütung des Atomkriegs PSR/IPPNW Schweiz S. 29
- Fernex, Michel: The Chernobyl Catastrophe And Health Care,
http://greenfield.fortunecity.com/flytrap/250/Socium/fernex_en.htm
- Fernex, Michel: Wer schützt uns vor der IAE0? In : *PSR: Atomstrom und Strahlenrisiko*, Band 1
http://www.ippnw.ch/content/pdf/1998_1/IAEO.pdf
- Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen (EWG): Publikationen, Bern 2001,
<http://www.ewg-bfe.ch/>
- Galtung, Johan: Strukturelle Gewalt, Beiträge zur Friedens- und Konfliktforschung, Reinbek bei Hamburg 1980
- Gardner Martin J. et al: Results of case-control study of leukaemia and lymphoma among young people near Sellafield nuclear plant in West Cumbria, *British medical Journal*, Vol 300, 17th February 1990 pp 423-329
- Gehr, Baptist: Erdöl – Energieträger unserer Zeit, Zürich 1981, Verlag Neue Zürcher Zeitung
- Gesellschaft für Reaktorsicherheit: Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke Phase B, Köln Juni 1989
- Gever, John, Robert Kaufman, David Skole, Charles Vorosmarty: Beyond Oil: The Threat to Food and Fuel in the Coming Decades. Third Edition (1991) Univ. Press Colorado
- Gould, Jay M.: the enemy within, the high cost of living near nuclear reactors, New York/London, 1996
- Hagen, R.E., John R. Moens, and Zdenek D. Nikodem: Impact of U.S. Nuclear Generation on Greenhouse Gas Emissions, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy
- Hall, Charles A.S., Cutler J. Cleveland, Robert Kaufmann, Energy And Resource Quality, Univ Pr Colorado, 1992
- Hennicke, Peter: Wohlstand verdoppeln, Verbrauch halbieren, in: Jahresmagazin *Energie & Management* 2001, S. 26-32
- Hoffmann Wolfgang et al: A cluster of childhood leukaemia near a German nuclear reactor in Northern Germany, *Archives of Environmental health*. Vol.52, (No 4) July/August 1997
- IAEA, NUCLEAR POWER PLANT INFORMATION,
<http://www.iaea.org/cgi-bin/db.page.pl/pris.charts.htm>
- IAEA, NUCLEAR POWER PLANT INFORMATION,
<http://www.iaea.org/cgi-bin/db.page.pl/pris.charts.htm>
- IEA World Energy Outlook 1998, 2000, 2002

- IEA, Internationale Energieagentur (IEA): Energy Technology R&D Statistics, 1974–1998, http://data.iaea.org/iea/link_vds.asp, Paris 2001
- IEA, Internationale Energieagentur: Experience Curves for Energy Technology, Paris 2000
- IEA, Internationale Energieagentur: World Energy Outlook 2002
- IEA: Energy prices and taxes, 4/2002, Paris 2003
- IEA: Oil Market Report, div. Jg.
- Imboden, Dieter: Nachhaltige Energie-Zukunft: zu teuer für die Schweiz?, Präsentation vom 21.1.2003
- Imboden, Dieter: Nachhaltigkeit globaler Energiesysteme, o.J.
http://www.up.umnw.ethz.ch/de/research/europaeische_akademie-frame.html
- Infras: Co2-neutraler Ersatz der Atomenergie, Inputs zu forcierter Windenergienutzung, Hrsg. Bundesamt für Energie, Verfasser: Stefan Kessler, Rolf Iten, April 2002
- Interdepartementaler Ausschuss (IDARio): Politik der nachhaltigen Entwicklung in der Schweiz: Standortbestimmung und Perspektiven, Hauptbericht (Bern, April 2001)
- International Petroleum monthly, <http://www.eia.doe.gov/emeu/ipsr/t11b.xls>
- IPCC Climate Change 2001: «Synthesis Report» <http://www.ipcc.ch/pub/tar/syr/001.htm>
- IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC 2001a): Third Assessment Report: Climate Change 2001: The Scientific Basis, Summary for Policymakers, A Report of Working Group I of the Intergovernmental Panel on Climate Change, o.O., 2001, <http://www.ipcc.ch/pub/spm22-01.pdf>
- IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC 2001b): Climate Change 2001: Impacts, Adaption and Vulnerability, A Report of Working Group II of the Intergovernmental Panel on Climate Change, o.O., 2001, <http://www.ipcc.ch/pub/wg2SPMfinal.pdf>
- IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC 2001c) Climate Change 2001: Mitigation, A Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, o.O., 2001 <http://www.ipcc.ch/pub/wg3spm.pdf>
- Jochem, Eberhard, Michael Schön: Sparen als Konjunkturspritze, in: Energie & Management 6/1994, 42–45 und Energie & Management 7–8/1994, 32–36
- Jochem, Eberhard: Energy Efficiency: the Focus for Transition from an Energy Supply to an Energy Service Policy, Wochenbericht des DIW 8/99, 449–469
- Jochem, Eberhard, Bradke, Harald: Industrie: Licht und Schatten, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 46.Jg. 1996, Heft 8, 478–482
- Jochem, Eberhard, Gruber, Edelgard: Obstacles to rational electricity use and measures to alleviate them, Energy Policy, May 1990, 340–350
- Jones, M.A.: «An Ice Free Arctic Ocean» und «EU Looks To Russia To Solve Fuel Woes», Yahoo Energyresources-List, 2000
- Koshcheev, L.A.: Basic Principles Of Interstate Electrical Power Links Organization In North-East Asia, St-Petersburg, High Voltage Direct Current Power Transmission Research Institute, o.J., <http://www.nautilus.org/energy/grid/papers/koshcheev.pdf>
- Krohn, Sören (Hrsg.): The Energy Balance Of Modern Wind Turbines, Wind Power Note, No. 16, December 1997 issn: 1397–1697
- Krohn, Sören: Wind Energy Policy in Denmark, Status 2002, Danish Wind Industry Association, 22 February 2002, <http://www.windpower.dk/articles/energypo.htm>
- Laherrère J.: Forecasting future production from past discovery, OPEC and the global energy balance: towards a sustainable energy future, Vienna Sept. 28–29, 2001
- Laherrère Jean: Do the last 6 years of production confirm the USGS forecast for the period 1996–2025? August 2002 (Typoskript)
- Laherrère, J.: Modelling future liquids production from extrapolation of the past and from ultimates, Uppsala Aspo workshop May 23, 2002

- Laherrere: Estimates of Oil Reserves, Paper presented at the EMF/IEA/IEW meeting IIASA, Laxenburg, Austria – June 19, 2001
<http://www.iiasa.ac.at/Research/ECS/IEW2001/pdf/Papers/Laherrere-long.pdf>
- Large, John: The Aftermath of the US Attacks: The End of Probabilistic Risk Analysis? Manuskript der Tagung «Rethinking Nuclear Energy and Democracy» der PSR/IPPNW Schweiz vom 26. April 2002
- L-B-Systemtechnik GmbH: Die Ölproduktion in Kanada, in: www.Energiekrise.de (2001)
- Lelyveld, Michael: Bitter feelings over failed \$3bn Kazakh oil deal, Radio Free Europe 2002
- Lew, Debra J. Robert H. Williams, Xie Shaoxiong, Zhang Shihui: Industrial-Scale Wind Power in China, Center for Energy and Environmental Studies, Princeton University, 1996
- Locher, brauchbar & Partner: «Die bessere Aktion», AUE, Basel 1999
- Locher, brauchbar & Partner:
 Umsetzungsorientierte Aktionen als wichtiger Teil des Förderkonzeptes, AUE, 2000
- Longwell, Harry J.: The future of the oil and gas industry: Past approaches/new challenges, http://www2.exxonmobil.com/Corporate/Newsroom/SpchsIntvws/Corp_NR_SpchIntrvw_Houston_070502.asp
- Mackenroth, G: Die Reform der Sozialpolitik durch einen deutschen Sozialplan, 1952
- Matthew R. Simmons: Unlocking The Natural Gas Riddle The Natural Gas Riddle, Governors Comprehensive Energy Policy Advisory Commission, Baton Rouge, Louisiana, April 29, 2002, [http://www.simmonsco-intl.com/domino/html/research.nsf/\\$\\$ViewTemplate+For+news?openform](http://www.simmonsco-intl.com/domino/html/research.nsf/$$ViewTemplate+For+news?openform) (Simmons 2002)
- Mauch Consulting / INFRAS / Ernst Basler & Partner AG/DEZA : Politik der nachhaltigen Entwicklung in der Schweiz, Standortbestimmung und Perspektiven, (Anhänge zum Hauptbericht: Konzeptioneller Rahmen und Analysen der 25 Politiksektoren) Zürich 2001
- Meier, Christian: Leistungstest Dünnschicht-Solarmodule, Schweizer Energiefachbuch 2003 S. 194f.
- Meier, Ruedi: Energiewirtschaftliche Grundlagen, Überblicksbericht zum Forschungsprogramm 2000, Bern 2001, <http://www.ewg-bfe.ch/>
- Molly, J.P., T. Neumann, weiterer Ausbau der Windenergie im Hinblick auf den Klimaschutz, Deutsches Windenergie-Institut, DEWI, Tagungsband Offshore Wind Kongress 2001, Teil IV
- Neumann, Thomas, Carsten Ender, Jens-Peter Molly: Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland (DEWI 2002a) DEWI Magazin Nr. 21, August 2002
- Neumann, Thomas, Dipl. Wirt.-Ing. Carsten Ender, Dipl.-Ing. Jens-Peter Molly: Studie zur aktuellen Kostensituation 2002 der Windenergienutzung in Deutschland vom 15. Oktober 2002, (DEWI 2002b)
- Neumann, T., C. Ender, J. P. Molly: Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland 2002, DEWI Magazin Nr. 21, August 2002
- Nirs, Nuclear Information and Resource Service (NIRS): Financing Disaster, How the G8 fund the Global Proliferation of Nuclear Technology, June 2001
- Nowak, Stefan: Solarstrom als Beitrag zum Klimaschutz, Erwartungen und Möglichkeiten, 2002
- Pemberton, Michael: Renewable Energy Construction Concepts, The Total Energy Extractor and Renewable Energy Islands, in: RE-Focus, The International renewable Energy Magazine, International Solar Energy Society, Nov/Dec. 2000
- Pescha, Claus, ENERCON GmbH: Entwicklung von Großwindenergieanlagen, Erfahrungen, Offshore Kongress Berlin 2001 S.VI-5
- Pfaffenberger, Wolfgang, Hans-Jörg Gerdey: Volkswirtschaftliche Auswirkungen des Ausstiegs der Schweiz aus der Kernenergie, sowie Borner Silvio: Wirtschaftliche und politische Schlussfolgerungen, Medienkonferenz 16. Januar 2001, erstellt im Auftrag des Unterausschusses Kernenergie der Überlandwerke

- Pfister, Christian: Das 1950er Syndrom – die Epochenschwelle der Mensch-Umwelt Beziehung zwischen Industriegesellschaft und Konsumgesellschaft. in: Gaia 3/2 1994, S. 71–90
- Prognos AG/Bundesamt für Energie: Die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs serienmässig hergestellter Elektrogeräte in der Schweiz unter Status-quo-Bedingungen und bei Nutzung der sparsamsten Elektrogeräte bis 2010 mit Ausblick auf das Jahr 2020, Basel 2002
- Prognos AG: Diskussionspapier: Ersatz der Kernenergie durch importierten Windstrom?, Verfasser Konrad Haker, Basel 2002
- PROGNOS, Europäisches Zentrum für Wirtschaftsforschung u. Strategieberatung (Scheelhaase, Janina, Haker, Konrad): Mehr Arbeitsplätze durch ökologisches Wirtschaften? Eine Untersuchung für Deutschland, die Schweiz und Österreich, im Auftrag von Greenpeace, Köln 1999
- Prognos-Schriftenreihe Identifizierung und Internalisierung Externer Kosten der Energieversorgung, Band 2, 1992, Prognos-Gutachten im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums, von Ewers/Rennings
- Radkau, Joachim: Natur und Macht, eine Weltgeschichte der Umwelt, München 1998
- Rechsteiner, Rudolf: Atommüll: Es fehlen 10 Milliarden liquide Mittel. Ein Appell an den Bundesrat, die Atomkraftwerkbetreiber in die Entsorgungspflicht zu nehmen, Basler Zeitung 13./14. Sept. 1997
- Rechsteiner, Rudolf: Die ökologische Steuerreform braucht einen Zweispanner, in: Umweltrecht in der Praxis, Band 12 Heft 5, Juli 1998
- Rechsteiner, Rudolf: Ecological Tax reform – what is happening in Switzerland?, in: Kai Schlegelmilch (Ed.), Green Budget Reform in Europe, Countries at the forefront, Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 1999 S.121ff.
- Rechsteiner, Rudolf: Fünf Milliarden Franken «Entschädigung» für A-Werke? in Basler Zeitung, 6.März 1998
- Rechsteiner, Rudolf: Mühleberg Stilllegen – die wirtschaftlichen Konsequenzen. Mehr Sicherheit und 250–500 Mio. Fr. gespart, Basel/Bern 2000 www.rechsteiner-basel.ch
- Rechsteiner, Rudolf: Sind hohe Energiekosten volkswirtschaftlich ungesund? Eine Untersuchung über Energiepreise und Prosperitätsindikatoren in zwölf Ländern, in: Gaia 6/1993 S.310–327
- Rechsteiner, Rudolf: Umweltschutz per Portemonnaie, Wege zur sauberen Wirtschaft, Unionsverlag, Zürich 1990
- Rechsteiner, Rudolf: Wer Strom spart, ist selber schuld – Zur Tarifpolitik der schweizerischen Elektrizitätswerke, in: «Elektrizitätstarife zwischen politischen Anforderungen und Markt», ENET-Tagungsband, Hrsg. Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern 1997
- Reichert, J., U. Böde, H. Bradke, W. Eichhammer, E. Gruber, E. Jochem, D. Köwener, W. Mannsbart, F. Marscheider-Weidemann, P. Radgen, J. Schleich, B. Schlomann, Ch. Schmid, R. Walz: Rationelle Energieverwendung 2000, Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe, erschienen in: Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Bd. 53 (2001), Nr.4 -April, S. 91 _ 97
- Rifkin, Jeremy: Die H₂-Revolution, Campus Verlag, Frankfurt/ Main 2002
- Riva, Joseph P.: The Domestic Natural Gas Status, CRS Reports for Congress, June 1995 95-739 SPR
- Rubin, Jeff & Peter Buchanan: Why Oil Prices Will Have To Go Higher, February 2, 2000, CIBC World Markets Occasional Report Nr. 28.
- Rybach, Ladislaus: Geothermie und Hot Dry Rock – weltweites Potential, Institut für Geophysik ETH Zürich, Typoskript des Referats vom 22.November 2001
- Schindler, J. , W.Zittel: Kommentar zum Grünbuch der EU-Kommission «Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit» in Form von Drei Thesen zur künftigen Energiepolitik der Europäischen Gemeinschaft, Ottobrunn, September 2001, http://www.energiekrise.de/news/forum/Gruenbuch_Stellungnahme_LBST.pdf
- Schindler, J. , W.Zittel: Weltweite Entwicklung der Energienachfrage und der Ressourcen-

- verfügbarkeit, Bericht zuhanden der Enquête Kommission des Deutschen Bundestages «Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung», Ottobrunn 2000, www.energiekrise.de
- Schneider Mycle et al.: «Possible Toxic Effects from the Nuclear Scientific and Technological Option Assessment Unit», European Parliament, 2002/ Wise Paris
- Schweizer Energiefachbuch 2003, Herausgeber: Roland Köhler, Erscheinungsjahr 2003
- Sieferle, R.P.: Der unterirdische Wald, C.H. Beck, München, 1982
- Silha, Joseph: Fiscal caution slows hunt for U.S. natural gas, Reuters December 16, 2002
- Simmons, Matthew R.: Investing in Energy, An Exercise not for the Fair-Haired, New York City, 2001, http://www.simmonscointl.com/research/default.asp?viewnews=true&newstype=1#Industry_group_speeches
- Simmons, Matthew R.: Outlook For Natural Gas: Does Violent Volatility Risk Its Future? Southern Gas Association Executive Conference West Palm Beach, Florida November 2, 2001 (2001a)
- Simmons, Matthew R.: Outlook for Natural Gas: Is A Train Wreck Pending? U.S. Department Of Energy, Office Of Natural Gas And Petroleum Technology, Strategic Initiatives Workshop, December 6–9, 2000
- Simmons, Matthew R.: «The Future Of Energy: An Urgent Need To Connect The Right Dots», [http://www.simmonscointl.com/domino/html/research.nsf/0/B7BB49792D07B2F086256CB80070DEB7/\\$File/MarineTech.pdf](http://www.simmonscointl.com/domino/html/research.nsf/0/B7BB49792D07B2F086256CB80070DEB7/$File/MarineTech.pdf)
- Simmons, Matthew R.: The Oil World: 1973 Compared To 2000, Typoskript, [http://www.simmonsco-intl.com/domino/html/research.nsf/\\$\\$ViewTemplate+For+news?openform](http://www.simmonsco-intl.com/domino/html/research.nsf/$$ViewTemplate+For+news?openform)
- Söbrink, Kent, Eltra: The challenge of wind power, o.J. http://www.owen.eru.rl.ac.uk/workshop_4/pdfs/owen_KSobrink_The%20challenge%20of%20wind%20power.pdf
- Söderberg, Leif, Berndt Abrahamsson, Swepol Link setzt neue Umweltstandards für die Hochspannungs-Gleichstromübertragung, ABB-Technik 4/2001
- STG Coopers & Lybrand: Sicherstellung der Kosten der Entsorgung radioaktiver Abfälle, Gutachten zuhanden der UREK (Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie) vom 8.August 1997
- Stokar, Markus: Die Ökobilanz von Wärmepumpen und Blockheizkraftwerken, in: Umwelt Focus, Juni 2001, S.45–47
- Stratenwerth, Günter: Das Strafrecht in der Krise der Industriegesellschaft, Rektoratsrede, Basel 1993
- Thomas, Stefan, Matthias Wissner, Kora Kristof, Wolfgang Irrek: Die vergessene Säule der Energiepolitik, Energieeffizienz im liberalisierten Strom- und Gasmarkt in Deutschland, Vorschläge des Wuppertal Instituts, Wuppertal Spezial 24, Wuppertal, 2002
- Thomas, Steve: The economics of new nuclear power plants and electricity liberalisation: Lessons for Finland from British experience, University of Greenwich, 2002, <http://www.psiu.org/reports/2002-01-E-Finnuclear.doc>
- Umweltbundesamt: Energiespar-Contracting als Beitrag zu Klimaschutz und Kostensenkung, Berlin 2000
- UNDP/Unicef: The Human Consequences of the Chernobyl Nuclear Accident A Strategy for Recovery S.6, Report Commissioned by UNDP and UNICEF with the support of UN-OCHA and WHO, http://www.belarusnews.de/news_de/2001/projekte/987766688.shtml
- United States Department Of Energy: Making Connections, Case Studies Of Interconnection Barriers And Their Impact On Distributed Power Projects, May 2000
- Verbruggen, Aviel: Stalemate in energy markets: Supply Extension versus Demand Reduction University of Antwerp, November 2002, erscheint in: ENERGY POLICY, forthcoming

- Vickerman, Michael: The Incredible Shrinking Energy Source. RENEW Wisconsin, Petroleum and Natural Gas Watch, Vol. 2, Number 1 January 31, 2003
- Viel J.F., Conséquences des essais nucléaires sur la santé: quelles enquêtes épidémiologiques? Médecine et guerre Nucléaire, Vol. 11, p 41–44, janv.–mars 1996/Monographie à paraître à «La Découverte» en février 1998
- Viel J.F., Pobel D. (1997): Case control study of leukaemia among young people near La Hague nuclear reprocessing plant: the environ-mental hypothesis revisited, in British Medical Journal, 314, p. 101–106
- Walter, Martin: «Totgeborene Kinder in Westcumbrien», in PSR-News 00/02, Ärzte für soziale Verantwortung/ zur Verhütung des Atomkriegs PSR/IPPNW Schweiz S. 8–13
- Weizsäcker von, Ernst Ulrich / Lovins, Amory B. / Lovins, L. Hunter:
Faktor vier – Doppelter Wohlstand – halbiertes Naturverbrauch,
Der neue Bericht an den Club of Rome, Droemer Knauer Verlagsanstalt, München, 1995;
- Weltkommission für Umwelt und Entwicklung:
Unsere gemeinsame Zukunft. Greven 1987
- Windpower Monthly Magazine, div. Jg.
- Wise/NIRS Nuclear Monitor: div. Jahrgänge, Amsterdam www.antenna.nl/wise.ncidx.html
- WISE-Paris, November 2001
- Worldwatch Institute, Vital Signs 2001 (New York: W.W. Norton & Co.), 2001
- Ziesing, Hans-Joachim: Internationale Klimaschutzpolitik vor großen Herausforderungen, DIW-Wochenbericht 34/02
- Zimmermann, Mark: Erneuerbare Energien in der 2000-Watt-Gesellschaft, Schweizer Energiefachbuch 2003 S. 169
- Zittel W., Schindler J.: Öffentliche Anhörung von Sachverständigen durch die Enquête Kommission des Deutschen Bundestages «Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung» zum Thema «Weltweite Entwicklung der Energienachfrage und der Ressourcenverfügbarkeit» Schriftliche Stellungnahme zu ausgewählten Fragen der Kommission.
- Zittel, Werner & Jörg Schindler: Fossile Energiereserven (nur Erdöl und Erdgas) und mögliche Versorgungsengpässe aus Europäischer Perspektive, Ottobrunn, den 22. Juli 2000
- Zittel, Werner: Analysis Of the UK Oil Production, A contribution to ASPO (Association for the Study of Peak Oil), Ottobrunn 2001,
http://www.energiekrise.de/e/articles/Analysis_of_UK_oil_production.pdf
- Zulliger Hans-Rudolf: Die Herausforderung an Forschung und Lehre aus der Sicht der Kommission für Energieforschung (CORE), Bern 2000

Daten: IAEA

Inbetriebnahme bzw. Schliessung	Baubeginn	LAND	Name	Typ	Leistung MW _e
2002	1996	CHINA	Qinshan 2 - 1	PWR	610
2002	1997	CHINA	Lingao 1	PWR	938
2002	1987	CZECH REPUBLIC	Temelin-1	WWER	912
2002	1988	FRANCE	Civaux-1	PWR	1450
2002	1991	FRANCE	Civaux-2	PWR	1450
2002	1998	JAPAN	Onagawa-3	BWR	798
2002	1997	KOREA, REPUBLIC OF	Yonggwang-5	PWR	950
2002	1997	KOREA, REPUBLIC OF	Yonggwang-6	PWR	950
2002	1969	BULGARIA	Kozloduy-1	WWER	-408
2002	1969	BULGARIA	Kozloduy-2	WWER	-408
2002		TOTAL			7242
2001	1976	BRAZIL	Angra-2	PWR	1275
2001	1981	RUSSIAN FEDERATION	Rostov-1	WWER	950
2001		TOTAL			2225
2000	1984	FRANCE	Chooz-b-1	PWR	1455
2000	1985	FRANCE	Chooz-b-2	PWR	1455
2000	1990	INDIA	Rajasthan-3	PHWR	202
2000	1990	INDIA	Rajasthan-4	PHWR	202
2000	1989	INDIA	Kaiga-1	PHWR	202
2000	1989	INDIA	Kaiga-2	PHWR	202
2000	1993	PAKISTAN	Chasnupp 1	PWR	300
2000	1983	SLOVAK REPUBLIC	Mochovce-2	WWER	388
2000	1976	UKRAINE	Chernobyl-3	LWGR	-925
2000	1957	UNITED KINGDOM	Hinkley point-a	GCR	-235
2000	1957	UNITED KINGDOM	Hinkley point-a	GCR	-235
2000		TOTAL			3011
1999	1993	KOREA, REPUBLIC OF	Ulchin-4	PWR	960
1999	1994	KOREA, REPUBLIC OF	Wolsong-4	PHWR	650
1999	1964	KAZAKHSTAN	Bn-350	FBR	-52
1999	1971	SWEDEN	Barsebeck-1	BWR	-600
1999		TOTAL			958
1998	1993	KOREA, REPUBLIC OF	Ulchin-3	PWR	960
1998	1994	KOREA, REPUBLIC OF	Wolsong-3	PHWR	650
1998	1983	SLOVAK REPUBLIC	Mochovce-1	WWER	388
1998	1972	CANADA	Bruce-3	PHWR	-790
1998	1972	CANADA	Bruce-4	PHWR	-790
1998	1976	FRANCE	Creys-malville	FBR	-1200
1998	1961	JAPAN	Tokai-1	GCR	-159
1998	1966	UNITED STATES OF AMERICA	Millstone-1	BWR	-641
1998	1968	UNITED STATES OF AMERICA	Zion-1	PWR	-1040
1998	1968	UNITED STATES OF AMERICA	Zion-2	PWR	-1040
1998		TOTAL			-3662
1997	1992	JAPAN	Genkai-4	PWR	1127
1997	1993	JAPAN	Kashiwazaki kariwa-7	ABWR	1315
1997	1992	KOREA, REPUBLIC OF	Wolsong-2	PHWR	650
1997	1966	CANADA	Pickering-1	PHWR	-515
1997	1966	CANADA	Pickering-2	PHWR	-515
1997	1967	CANADA	Pickering-3	PHWR	-515
1997	1968	CANADA	Pickering-4	PHWR	-515
1997	1971	CANADA	Bruce-1	PHWR	-769
1997	1965	NETHERLANDS	Dodewaard	BWR	-55
1997	1960	UNITED STATES OF AMERICA	Big rock point	BWR	-67
1997	1968	UNITED STATES OF AMERICA	Maine yankee	PWR	-860
1997		TOTAL			-719
1996	1992	JAPAN	Kashiwazaki kariwa-6	ABWR	1315
1996	1990	KOREA, REPUBLIC OF	Yonggwang-4	PWR	950
1996	1982	ROMANIA	Cernavoda-1	PHWR	655
1996	1986	UKRAINE	Zaporozhe-6	WWER	950
1996	1972	UNITED STATES OF AMERICA	Watts bar-1	PWR	1128
1996	1970	UKRAINE	Chernobyl-1	LWGR	-725
1996	1964	UNITED STATES OF AMERICA	Haddam neck	PWR	-560
1996		TOTAL			3713
1995	1985	INDIA	Kakrapar-2	PHWR	202
1995	1991	JAPAN	Onagawa-2	BWR	796
1995	1989	KOREA, REPUBLIC OF	Yonggwang-3	PWR	950

Daten: IAEA

Inbetriebnahme bzw. Schliessung	Baubeginn	LAND	Name	Typ	Leistung MW _e
1995	1977	MEXICO	Laguna verde-2	BWR	680
1995	1988	UNITED KINGDOM	Sizewell-b	PWR	1188
1995	1970	CANADA	Bruce-2	PHWR	-769
1995		TOTAL			3047
1994	1985	CHINA	Qinshan-1	PWR	279
1994	1987	CHINA	Guangdong-1	PWR	944
1994	1988	CHINA	Guangdong-2	PWR	944
1994	1984	FRANCE	Golfec-2	PWR	1310
1994	1988	JAPAN	Genkai-3	PWR	1127
1994	1986	JAPAN	Ikata-3	PWR	846
1994	1990	JAPAN	Kashiwazaki kariwa-4	BWR	1067
1994	1965	FRANCE	Bugey-1	GCR	-540
1994	1968	GERMANY	Wuergassen (kww)	BWR	-640
1994	1966	UNITED KINGDOM	Pfr downreay	FBR	-234
1994		TOTAL			5103
1993	1982	BULGARIA	Kozloduy-6	WWER	953
1993	1984	CANADA	Darlington-3	PHWR	881
1993	1985	CANADA	Darlington-4	PHWR	881
1993	1984	INDIA	Kakrapar-1	PHWR	202
1993	1989	JAPAN	Shika-1	BWR	505
1993	1989	JAPAN	Hamaoka-4	BWR	1092
1993	1988	JAPAN	Ohi-4	PWR	1127
1993	1989	JAPAN	Kashiwazaki kariwa-3	BWR	1067
1993	1984	RUSSIAN FEDERATION	Balakovo-4	WWER	950
1993	1974	UNITED STATES OF AMERICA	Comanche peak-2	PWR	1150
1993		TOTAL			8808
1992	1982	CANADA	Darlington-1	PHWR	881
1992	1984	FRANCE	Penly-2	PWR	1330
1992	1983	FRANCE	Cattenom-4	PWR	1300
1992	1977	INDIA	Narora-2	PHWR	202
1992	1966	FRANCE	St. Laurent-a2	GCR	-515
1992	1964	UNITED STATES OF AMERICA	San onofre-1	PWR	-436
1992	1970	UNITED STATES OF AMERICA	Trojan	PWR	-1095
1992		TOTAL			1667
1991	1982	FRANCE	Cattenom-3	PWR	1300
1991	1982	FRANCE	Golfec-1	PWR	1310
1991	1986	JAPAN	Tomari-2	PWR	550
1991	1987	JAPAN	Ohi-3	PWR	1127
1991	1962	FRANCE	Chooz-a(jardennes)	PWR	-310
1991	1974	GERMANY	Knk ii	FBR	-17
1991	1973	UKRAINE	Chernobyl-2	LWGR	-925
1991	1959	UNITED KINGDOM	Trawsfynydd	GCR	-195
1991	1959	UNITED KINGDOM	Trawsfynydd	GCR	-195
1991	1957	UNITED STATES OF AMERICA	Yankee nps	PWR	-167
1991		TOTAL			2478
1990	1981	CANADA	Darlington-2	PHWR	881
1990	1982	FRANCE	Penly-1	PWR	1330
1990	1985	JAPAN	Kashiwazaki kariwa-2	BWR	1067
1990	1984	RUSSIAN FEDERATION	Smolensk-3	LWGR	925
1990	1976	UNITED STATES OF AMERICA	Seabrook-1	PWR	1161
1990	1974	UNITED STATES OF AMERICA	Comanche peak-1	PWR	1150
1990	1961	FRANCE	Chinon-a3	GCR	-480
1990	1963	FRANCE	St. Laurent-a1	GCR	-480
1990	1960	GERMANY	Rheinsberg (kk)	PWR	-62
1990	1970	GERMANY	Greifswald-1(kgr 1)	WWER	-408
1990	1970	GERMANY	Greifswald-2 (kgr 2)	WWER	-408
1990	1972	GERMANY	Greifswald-3 (kgr 3)	WWER	-408
1990	1972	GERMANY	Greifswald-4 (kgr 4)	WWER	-408
1990	1961	ITALY	Enrico fermi (trino)	PWR	-260
1990	1970	ITALY	Caorso	BWR	-860
1990	1962	RUSSIAN FEDERATION	Beloyarsky-2	LWGR	-146
1990	1964	RUSSIAN FEDERATION	Novovoronezh-2	WWER	-336
1990	1968	SPAIN	Vandellós-1	GCR	-480
1990	1963	UNITED KINGDOM	Winfrith sgghwr	SGHWR	-92
1990	1957	UNITED KINGDOM	Hunterston-a1	GCR	-150
1990		TOTAL			1536

Quellennachweis

Kapitel 1 Erdöl: Der Schlussverkauf hat begonnen.

- ¹ Harry J. Longwell: The future of the oil and gas industry: Past approaches/new challenges, http://www2.exxonmobil.com/Corporate/Newsroom/SpchIntvws/Corp_NR_SpchIntvrvw_Houston_070502.asp
- ² «Hence, we are dealing with an essentially fixed storehouse of energy which we are drawing upon at a phenomenal rate.» M. King Hubbert, Energy from Fossil Fuels, in: Science, Vol. 109, No. 2823, Februar 1949, zitiert bei John Attarian: The Coming End of Cheap Oil, THE SOCIAL CONTRACT, Summer 2002
- ³ Bild: www.oilcrisis.com.
- ⁴ Colin Campbell: The Coming Oil Crisis (1997)
- ⁵ Mitgeteilt von Prof. Roger Blanchard, Lake Superior State University
- ⁶ Öl entsteht nur in Quellgesteinen, bestehend aus prähistorisch-organischen Materialien. Diese Quellgesteine müssen im sog. Ölfenster liegen – in Tiefen zwischen 7'500 und 15'000 Fuss. Nur dort sind die Temperaturen hoch genug, um in geologischen Zeiträumen jene Segmente aufzuspalten und in Ölmoleküle zu wandeln. Unter 15'000 Fuss sind die Temperaturen zu hoch, um Öl zu gewinnen und das organische Material wird zu Erdgas. Öl konnte zudem nur dort entstehen, wo die Quellgesteine unter weniger durchlässigen Deckschichten liegen, ansonsten sich Erdöl und Gas nach oben verflüchtigten. Solche Deckgesteine bestehen beispielsweise aus Salzschiechten wie im mittleren Osten, unter denen die Ölressourcen perfekt konserviert wurden. «Es gibt Grenzen hinsichtlich Zeit und Temperaturen (Tiefe), die Erdöl in ökonomischen Quantitäten entstehen liess». Zudem «ist es zwecklos», ein 21'000 Fuss tiefes Loch zu bohren, wenn das Kerogen (prähistorisches organisches Material) zu unreif ist, um fossile Energien zu erzeugen. Vgl. Attarian a.a.O.
- ⁷ Internationale Energieagentur: World Energy Outlook 2002 S. 92. Vgl. auch S.95: «Methodology for Projecting Oil Production... Opec conventional oil production is assumed to fill the gap...»
- ⁸ Colin J. Campbell und Jean H. Laherrère: The End of Cheap Oil, Scientific American March 1998
- ⁹ Deffeyes, Kenneth S.: Hubbert's Peak, The Impending World Oil Shortage, Princeton 2001
- ¹⁰ www.Energiekrise.de
- ¹¹ www.Energiekrise.de
- ¹² Vgl. EIA: World Oil Market and Oil Price Chronologies: 1970–2001 www.eia.doe.gov/emeu/cabs/chron.html
- ¹³ http://www.eia.doe.gov/oil_gas/petroleum/info_glance/prices.html
- ¹⁴ Matt Simmons: The Oil World: 1973 Compared To 2000, Typoskript, [http://www.simmonsco-intl.com/domino/html/research.nsf/\\$\\$ViewTemplate+For+news?openform](http://www.simmonsco-intl.com/domino/html/research.nsf/$$ViewTemplate+For+news?openform)
- ¹⁵ hier ohne Indonesien und ohne kleinere Opec-Mitglieder
- ¹⁶ MB/d million barrels a day
- ¹⁷ Colin J. Campbell: The assessment and importance of oil depletion, Powerpoint Präsentation am Aspo-Workshop 2002, Uppsala; Abstract siehe <http://www.isv.uu.se/iwood2002/>
- ¹⁸ Simmons 2000, a.a.O.
- ¹⁹ Grafik: Matthew R. Simmons: «The Future Of Energy: An Urgent Need To Connect The Right Dots», [http://www.simmonscointl.com/domino/html/research.nsf/0/B7BB49792D07B2F086256CB80070DEB7/\\$File/MarineTech.pdf](http://www.simmonscointl.com/domino/html/research.nsf/0/B7BB49792D07B2F086256CB80070DEB7/$File/MarineTech.pdf)
- ²⁰ <http://www.ott.doe.gov/facts/archives/fotw210.shtml>, Durchschnitt und Median: <http://www.wtrg.com/prices.htm>
- ²¹ IEA: Oil Market Report Nov.2002
- ²² Colin J. Campbell, Frauke Liesenborghs, Jörg Schindler, Werner Zittel: Ölwechsel! Das Ende des Ölzeitalters und die Weichenstellung für die Zukunft, Hrg. Global Challenges Network, DTV 2002 S.158
- ²³ So schreibt Jean Laherrère: «One of the most widely used database is the BP Statistical Review, which in fact simply reproduces Oil & Gas Journal data (OGJ). This journal is the first, each year, to publish production and reserves by country estimated for December 31 of the year. OGJ publishes them one week before this date, long before the operating companies have made their assessments on reserves, and it does not correct the estimates the following year (when World Oil does it) as it is assumed to report the national official view....»

The data are termed oil and gas proved reserves, but for OGJ it is crude oil and condensate, when for BP it is oil+NGL.... The main problems are, as for the USA, in knowing, first, how condensate and NGL (usually classified as other liquids in contrary to condensate) are treated, and second, how gas is defined. In the UK, the DTI reports only condensate, whereas in Norway the NPD reports separately condensate in M.m³ and NGL in Mt. It is also rarely specified if the reported natural gas is gross, marketed or dry.... Most public data do not provide the status of the reported gas reserves, but for production, the data refer to dry gas, although in some cases to marketed gas (BP). Very often, the ratio R/P is used (quoted in years) to provide an optimistic impression despite the fact that often R and P do not apply for the same definition. BP, for example, includes oil sands in production but not in reserves.» Jean Laherrère: Do the last 6 years of production confirm the USGS forecast for the period 1996–2025?, Typoskript, August 2002 S. 4f.

- ²⁴ Die Angaben von Schindler/Zittel sowie Campbell beruhen auf Daten von Petroconsultants / IHS.
- ²⁵ Deffeyes, Kenneth S.: Hubbert's Peak, The Impending World Oil Shortage, Princeton 2001
- ²⁶ Vgl. Laherrère, Campbell, div. Jg.
- ²⁷ Gehr, Baptist: Erdöl, Energieträger unserer Zeit, Verlag Neue Zürcher Zeitung, 1981, S. 67, 68
- ²⁸ <http://qv3.com/policypete/policypete.htm>
- ²⁹ Aspo oil endowment assessment 2003, Aspo-Newsletter Nr. 26
- ³⁰ Die Daten für unkonventionelles Öl sind hier als Schätzungen zu verstehen. Sie beruhen auf Angaben von Campbell, abgedruckt in: «Weltweite Entwicklung der Energienachfrage und der Ressourcenverfügbarkeit» Schriftliche Stellungnahme zu ausgewählten Fragen der Kommission von Jörg Schindler und Werner Zittel, Öffentliche Anhörung von Sachverständigen durch die Enquête Kommission des Deutschen Bundestages «Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung» S.11
- ³¹ Exclusive Interview: Colin Campbell on Oil, by Michael C. Ruppert, posted November 23, 2002, From the wilderness publication, www.copvica.com
- ³² Jean Laherrère: Modelling future liquids production from extrapolation of the past and from ultimates, Uppsala Aspo workshop May 23, 2002 S.12
- ³³ Harry J. Longwell: The Future of the Oil and Gas Industry: past Approaches, New Challenges, in: World Energy Vol.5 No.3 2002, S.100-104
- ³⁴ Zur Organisation erdöllexportierender Länder gehören: Algerien, Indonesien, Irak, Iran, Katar, Libyen, Saudi-Arabien, Venezuela, Vereinigte Arabische Emirate ,
- ³⁵ Sam Bakhtiari: OPEC capacity potential needed to meet projected demand not likely to materialize, Oil & Gas Journal, July 9 2001, The author, Ali Morteza Samsam Bakhtiari is a senior expert in the corporate planning division of the National Iranian Oil Co., Tehran. Formerly, he lectured on design and economics at the chemical engineering department of Tehran University's Technical Faculty. He holds a PhD in chemical engineering from the Swiss Federal Institute of Technology at Zurich.
- ³⁶ Daten International Petroleum monthly, Januar 2003 <http://www.eia.doe.gov/emeu/ipsr/t11b.xls>
- ³⁷ Daten International Petroleum monthly, Januar 2003 <http://www.eia.doe.gov/emeu/ipsr/t11b.xls>
Roger Blanchard: The decline of Norwegian oil production in 2002 can be attributed to the rapid decline rates of a large number of Norwegian oil fields. Of 12 major fields (EUR2>100 million barrels), the average decline rate in 2002, relative to the 2001 production level, was 17,65%. Roger Blanchard: Norwegian Oil Production (2003).
- ³⁸ Analysis of the IE02001 Non-OPEC Supply Projections, by Roger D. Blanchard, Northern Kentucky University, 4/9/2001, Typoskript
- ³⁹ 10-Monatsdurchschnitt Stand Oktober 2002, vgl. international Petroleum Monthly, <http://www.eia.doe.gov/emeu/ipsr/t11b.xls>
- ⁴⁰ Vgl. www.Energiekrise.de
- ⁴¹ The prospect of potentially enormous hydrocarbon reserves is part of the allure of the Caspian Sea region (which is defined here to include Azerbaijan, Kazakhstan, Turkmenistan, and the regions of Iran and Russia that are near the Caspian Sea). Proven oil reserves (defined as oil and natural gas deposits that are considered 90% probable) for the Caspian Sea region are estimated at 17–33 billion barrels, comparable to those in the United States (22 billion barrels) and the North Sea (17 billion barrels). In addition, the region's possible oil reserves (defined as 50% probable) could yield another 233 billion barrels of oil. Most of Azerbaijan's oil resources (proven as well as possible reserves) are located offshore, and perhaps 30%–40% of the total oil resources of Kazakhstan and Turkmenistan are offshore as well. <http://www.eia.doe.gov/cabs/caspian.html>
- ⁴² Michael Lelyveld: Bitter feelings over failed \$3bn Kazakh oil deal, Radio Free Europe 2002

⁴³ Oil & Gas Journal vom 18. November 2002

⁴⁴ Die vollständige Länderliste mit Förderdaten wird im Buch «Ölwechsel» nicht dargelegt. Die Aufzählung stützt sich deshalb auch auf Schindler & Zittel: Kommentar zum Grünbuch der EU-Kommission (2001) a.a.O. S.65 f.

⁴⁵ Die Produktionsrückgänge sind historisch gesehen viel höher, und besonders bei der offshore-Förderung sehr steil. Ölanalytiker Jeff Rubin von CIBC, der zweitgrößten Bank Kanadas, schätzt den mittleren Produktionsrückgang älterer Ölfelder auf 10% – pro Jahr! – und für Nicht-Opec-Länder sogar doppelt so hoch. Vgl. Jeff Rubin & Peter Buchanan: Why Oil Prices Will Have To Go Higher, February 2, 2000, CIBC World Markets Occasional Report Nr. 28. Blanchard stellt für die größten norwegischen Ölfelder im Jahr 2002 einen Rückgang von 17,7% fest.

⁴⁶ Vgl. WEO 2002 S.95: «Methodology for Projecting Oil Production... Opec conventional oil production is assumed to fill the gap...»

⁴⁷ Vgl. Campbell et al.: Ölwechsel, a.a.O. S.83ff.

⁴⁸ Optimistisch kann man dies nur aus der Warte der Ölindustrie verstehen. Für das Klima sind die Prognosen höchst pessimistisch.

⁴⁹ USGS 1995 und USGS 2000; mit 95% Wahrscheinlichkeit werden noch 495 Gb Öl und NGL zu finden sein, mit 5% Wahrscheinlichkeit 1589 Gb. Dazu kommen noch Revisionen bereits bestehender Ölfelder von nochmals 730 Gb (95%: 205 Gb; 5%: 1178 Gb). Vgl. dazu auch die Kommentare von Zittel und Schindler auf www.energiekrise.de

⁵⁰ Der Anstieg der Funde 1999/2000 ist auf die intensive Exploration der Tiefsee, auf einen grossen Fund im Iran sowie auf das Feld Kashagan (ca. 10 Gb) im Kaspischen Meer zurückzuführen. Das Jahr 2001 zeigte deutlich reduzierte Neufunde und im Jahr 2002 lag die Summe der Funde bei 6 Gb. Vgl. Aspö Newsletter Nr. 26, Item 147: «Discovery back on trend: A press release reports that discovery, as recording in the industry database, was about 6 Gb in 2002, which returns to the long-term trend after the anomalous spikes of 1999 and 2000. The World is accordingly finding less than one barrel for every four it consumes. This is about one-quarter of the average discovery indicated by the USGS for the period 1995-2025 in its flawed study of 2000. The industry database also estimates the total endowment of all producible oil liquids (Ultimate Recovery) at 2850 Gb, consistent with the ASPO estimate of 2700 Gb for what will be produced to the year 2075»

⁵¹ The coming oil crisis, C.J. Campbell, 1998, Seite 67, zitiert und gezeichnet bei Schindler/Zittel/LBST Fossile Energiereserven (nur Erdöl und Erdgas) und mögliche Versorgungsengpässe aus Europäischer Perspektive S. 48

⁵² «...we believe that until very recently official government estimates of the future availability of petroleum have been grossly in error and, more important, have been received extremely uncritically despite the ongoing availability of much more explicit and more accurate alternative methods of assessment.» Energy And Resource Quality, by Charles A.S. Hall, Cutler J. Cleveland, Robert Kaufmann, Univ Pr Colorado, 1992, p. 343. <http://dieoff.com/hubbert.htm>

⁵³ Richard Duncan: USGS Assessment 2000, <http://www.oilcrisis.com/duncan/usgs2000.htm>

⁵⁴ Vgl. World Energy Outlook 1998, 2000, 2002

⁵⁵ «World share of renewables to shrink until 2030», predicts IEA, PARIS, France, 2002-12-04, Refocus Weekly

⁵⁶ «IEA chief says energy security favors unconventional resources», OJ, 26.1.

⁵⁷ It has been estimated that Alberta oil sands contain about 300 billion barrels of recoverable oil. syncrude is producing over 200,000 barrels of oil a day right now: http://www.syncrude.com/0_00.htm Oily waste water is a byproduct of the process used to recover oil from the tarry sands. For every barrel of oil recovered, two and a half barrels of liquid waste are pumped into the huge ponds. The massive Syncrude pond, which measures 22 kilometers (14 miles) in circumference (25 sq. km.), has six meters (20 feet) of murky water on top of a 40-meter-thick (133 feet) pudding of sand, silt, clay and unrecovered oil. To replace conventional crude – 70 million barrels a day – would require about 350 such plants. If each of the 350 plants were the size of the present plant, they would require a waste pond of 8,750 sq. km. Or about the half the size of Lake Ontario. <http://dieoff.com/page143.htm>

⁵⁸ der deutsche Bundestagsabgeordnete Hermann Scheer propagiert diese Idee schon seit mehreren Jahren.

⁵⁹ Siehe ASPO Newsletter nr. 26

⁶⁰ Daran sind auch staatliche Programme schuld, die die Förderung aus versiegenden Quellen über Steuerabzüge subventionieren.

⁶¹ Charles A.S. Hall, Cutler J. Cleveland, Robert Kaufmann: Energy And Resource Quality, Univ Pr Colorado, 1992 <http://dieoff.com/page197.htm> S.186

⁶² Campbell, Zittel et al. 2002, S. 95

⁶³ Campbell, Zittel et al. 2002, S. 91

⁶⁴ Vgl. www.energiekrise.de

⁶⁵ Bei der Gewinnung von Öl aus Ölsand entstehen 25 Tonnen Abraum pro Tonne Erdöl, d.h. die ökonomischen und ökologischen terms of trade der konventionellen Energiegewinnung verschlechtern sich zusehends. Vgl. L-B-Systemtechnik GmbH: Die Ölproduktion in Kanada, in: www.Energiekrise.de (2001)

⁶⁶ «Total unit costs for the quarter were \$ 20.08 per barrel, a reduction from unit costs in the first quarter of 2000. More than \$6.00 per barrel of this cost is attributed to purchased energy. Energy costs were three times greater than planned for the quarter as a result of higher natural gas prices.» Vgl. Syncrude Canada Ltd.-Record Production For First Quarter April 27, 2001 via NewsEdge Corporation

⁶⁷ Charles A.S. Hall, Cutler J. Cleveland, Robert Kaufmann: Energy And Resource Quality, Univ Pr Colorado, 1992

⁶⁸ US-Energy Information Agency (EIA): Accelerated Depletion: Assessing Its Impacts on Domestic Oil and Natural Gas Prices and Production, Washington July 2000, S.4

⁶⁹ EIA reports that the half-life of natural gas wells in the lower 48 has fallen by 49 percent in only nine years and the rate is accelerating.

Even though the 2000–2001 natural gas price spike almost tripled the number of drilling rigs in operation, the resulting natural gas supply increase was insignificant. This means they are drilling a lot of wells into reservoirs that are getting smaller and depleting faster. Aus: Paul Cicio of Industrial Energy Consumers of America: The U.S. Energy Crisis, An Urgent Request for Action January 21, 2003, www.hoovnews.hoovers.com

⁷⁰ EIA: Mid-Term Prospects for Natural Gas Supply (2003) zit. bei <http://qv3.com/policypete/policypete.htm>

⁷¹ Absent a concerted effort to step up well completions this year, the volume of natural gas extracted from U.S. sources can head in only one direction: down. As Robert Morris, oil and gas analyst for Salomon Smith Barney, put it, «we would need 1,200 rigs in the field[in 2003] to keep U.S. production level.» As of January 17, there were 712 rigs in operation, down 30% from 2001's peak of 1,068 rigs.... One notable dissenter from the pessimistic perspective is the U.S. Energy Information Administration (EIA), which projects that gas consumption will rise 4,7% this year, and will continue to increase to 2020 at an average annual rate of 2%. Underpinning EIA's forecast is the assumption that the current slump in the economy will end soon, and that demand for gas-fired power plants will continue to climb. But EIA's seemingly incurable optimism serves another purpose, mainly to prevent concerns over future gas availability from spilling over into the mainstream media. Zitiert aus Vickerman, Michael: The Incredible Shrinking Energy Source. RENEW Wisconsin, Petroleum and Natural Gas Watch, Vol. 2, Number 1 January 31, 2003

⁷² «There appears to be about an 18-year supply of producible gas. This includes nine years of proved reserves plus perhaps eight years from field growth and one year from undiscovered resources (if the drilling experiences of the past decade are repeated).... Even at the peak of the past drilling boom, when oil prices exceeded \$ 30 per barrel and/or gas prices \$ 2.65 per thousand cubic feet, less than 27,000 gas wells were drilled. Some of these gas prospects were of marginal quality with unrealistic financial projections and success ratios estimated.... The ten largest known domestic fields were discovered before 1971 and contain nearly one-quarter of total proved gas reserves. The largest, Hugoton, was found in 1922.... The total amount of gas discovered in new fields in 1992 represents only two weeks of domestic gas production, and while new field discoveries were up in 1993, only two and one-half weeks worth of gas was found.... The small size of recent gas discoveries raises doubts about newly increased inferred reserves estimates.... Proved gas reserves peaked in 1967, and since have declined by 45% to 162.4 tcf....» Vgl. The Domestic Natural Gas Status, Joseph P. Riva, Jr., Specialist in Earth Sciences, CRS Reports for Congress, June 1995 95-739 SPR

⁷³ Matthew Simmons: Outlook for Natural Gas: Is A Train Wreck Pending? U.S. Department Of Energy, Office Of Natural Gas And Petroleum Technology, Strategic Initiatives Workshop, December 6–9, 2000

⁷⁴ US-Energy Information Agency (EIA): Accelerated Depletion: Assessing Its Impacts on Domestic Oil and Natural Gas Prices and Production, Washington July 2000

⁷⁵ Joseph Silha: Fiscal caution slows hunt for U.S. natural gas, Reuters December 16, 2002

⁷⁶ Simmons a.a.O.

⁷⁷ Werner Zittel, Jörg Schindler: Fossile Energiereserven (nur Erdöl und Erdgas) und mögliche Versorgungssengpässe aus Europäischer Perspektive, Ottobrunn, den 22. Juli 2000 S. 65

⁷⁸ Jean Laherrère: Forecasting future production from past discovery, OPEC and the global energy balance: towards a sustainable energy future, Vienna Sept. 28–29, 2001

⁷⁹ <http://www.planetark.org/dailynewsstory.cfm?newsid=9099>

⁸⁰ Jörg Schindler, Werner Zittel: Kommentar zum Grünbuch der EU-Kommission «Hin zu einer europäischen

Strategie für Energieversorgungssicherheit» in Form von Drei Thesen zur künftigen Energiepolitik der Europäischen Gemeinschaft, L-B-Systemtechnik, September 2001

⁸¹ Matt Simmons: Investing in Energy, An Exercise Not for the Faint-hearted, 2001,

[http://www.simmonsco-intl.com/domino/html/research.nsf/\\$\\$ViewTemplate+For+news?openform](http://www.simmonsco-intl.com/domino/html/research.nsf/$$ViewTemplate+For+news?openform)

⁸² M.A.Jones: «An Ice Free Arctic Ocean» und «EU Looks To Russia To Solve Fuel Woes», Yahoo Energyresources-List, 2000: «My time in Big Oil was largely spent working in Russia on projects related to the Arctic Region. There are huge deposits of natural gas in the Barents Sea, particularly around the Yamal Peninsula (northern Siberia). When commentators talk in a routine way about Russia's huge natural gas reserves, which they think will save capitalism, it is these in particular to which they refer: the gas reserves of Bovanenskoje, Kharasavei, Tininskaya and several others which may also contain giant or supergiant offshore oilreservoirs. The FSU/Russia's existing gas deposits, from Orenburg in the southern Urals to Kazakhstan to Ukhtinskaya (Kola) to western Siberia are all now in decline. (...) If the huge reserves of gas under Yamal are extracted, most geologists who know the region say that one likely occurrence will be that the Yamal Peninsula will sink beneath the sea. In effect, it is supported on a vast cushion of gas. This probability is enhanced by the effects of global warming which raises sea levels and may disperse most Arctic ice cover. It is impossible to exaggerate the dangers. The Barents Sea is also a major depository of methane hydrates: methane locked in ice crystal on the (normally frozen) ocean bed. If the methane hydrates melt, a huge volume of methane will be released; this may of itself be enough to trigger runaway global warming. The IPCC has taken this possibility seriously. I have seen the greed in oil executives' eyes when they talk about there serves in the Barents Sea. I don't think anything will stop them, if they get the chance to go for it. They don't really believe in global warming.» Und weiter: «The other way to bring the gas out is by a pipeline under the Barents to Murmansk and then across the N Sea to England, where the so-called Interconnector has already been built as the first stage of a giant British-Russian scheme to provide Europe with gas, whose main promoter (while she was prime minister) was MrsThatcher. But a pipeline under the mostly-frozen Barents would be an enormous technical undertaking, and it would also bring the risk of gas leaks and even of potentially catastrophic disturbance of subsea methane hydrates. This is all pretty desperate stuff, and the fact that the Europeans are dusting off these old plans now says much about the gloomy view they have of Europe's energy future. The other method of getting gas out is to build an LNG plant up in the Arctic and bring the gas out in tankers – thru pack ice! Meanwhile, assuming any of these fairly harebrained schemes for supplying the gas are workable, there is the small matter of getting it out of the ground in the first place. Most of the Yamal fields are both on and offshore, but the Yamal peninsula is very low, in most places just a meter above sea level. Extracting large volumes of gas would be likely to cause the peninsula to sink beneath the Arctic Ocean! A danger only enhanced by global warming and risen oceans. However, global warming HAS already caused the pack ice to retreat, and this may make it technically easier to build offshore platforms in the Barents. Lucky for us we have got global warming, then. Finally, there is the problem that Yamal gas will have to be piped several thousand extra kilometers to European markets. The entire investments required to make a go of it run into 100s of billions of dollars. This gas will never be cheap, it will come from the most environmentally sensitive regions of the planet, under control of the world's most corrupt government and most incompetent oil industry. Can it ever be done?»

⁸³ Russian Natural Gas Production Cost to go up Four to Eight-Fold?

The natural gas production cost in Russia may go up 4 to 8-fold in the years to come, Vladimir Rezenenko, a department director of Gazprom, Russia's natural gas giant, said Monday as opening the all-Russia oil and gas week. Cheap natural gas deposits have been almost totally exhausted, while gas production on the Yamal peninsula, a new strategic area, will be somewhat more expensive, said Mr. Rezenenko. Besides, the project will call for huge investment in the infrastructure. Domestic natural gas prices are going to be raised up to the international market level, since Gazprom is facing the task of boosting production of the fuel from the current 520 billion cubic metres a year up to 700 billion by 2020. The Gazprom management expects radical changes to be brought about in the government's price policy, according to Aleksandr Ananenkov, a Gazprom board member. He said an average price of domestically produced gas makes \$ 16.4 per 1,000 cubic meters at the moment. However, it is no less than \$ 30 per thousand that can ensure a minimum profitability of gas production, according to Mr. Ananenkov. As to gas production on Yamal, the project will be economically nonviable if the price is lower than \$ 75 per 1,000 cubic meters, said Mr. Ananenkov. Twenty years of development of Yamal's deposits will cost \$ 69 billion, he added. He said that gas tariffs should be raised for business entities, and should remain stable for individuals. Pravda, 2002-10-14 <http://english.pravda.ru/economics/2002/10/14/38130.html>

⁸⁴ C. J. Campbell: The Assessment And Importance Of Oil Depletion, ASPO Workshop Uppsala

⁸⁵ Zitiert bei Schindler/Zitte/LBST: Fossile Energiereserven (nur Erdöl und Erdgas) und mögliche

- Versorgungsengpässe aus Europäischer Perspektive, Endbericht Juli 2000, S.83
- ⁸⁶ Schindler/Zittel/LBST: Fossile Energiereserven (nur Erdöl und Erdgas) und mögliche Versorgungsengpässe aus Europäischer Perspektive, Endbericht Juli 2000
- ⁸⁷ Werner Zittel, Jörg Schindler: Fossile Energiereserven (nur Erdöl und Erdgas) und mögliche Versorgungsengpässe aus Europäischer Perspektive, Ottobrunn, den 22. Juli 2000 S. 65
- ⁸⁸ UNEP: Global Environmental Outlook 2000, Earthscan publications Ltd. 1999
- ⁸⁹ Interdepartementaler Ausschuss (IDARio): Politik der nachhaltigen Entwicklung in der Schweiz: Standortbestimmung und Perspektiven, Hauptbericht (April 2001), S.53
- ⁹⁰ Colin J. Campbell: The assessment and importance of oil depletion, Powerpoint Präsentation am Aspo-Workshop 2002, Uppsala; Abstract siehe <http://www.isv.uu.se/iwood2002/>
- ⁹⁰ Jean Laherrere: Modelling future liquids production from extrapolation of the past and from ultimates, Uppsala Aspo workshop May 23, 2002 S.14
- ⁹² Daten: Produktion International Petroleum Monthly, Konsum: BP Statistical Review, Depletion rate: Aspo assessment 2003.
- ⁹³ Then again, if we ended the subsidies to the dinosaurs, who would bankroll the GOP? In 2000, oil and gas gave \$13 to presidential candidate George Bush for every \$1 to candidate Al Gore. Coal gave \$9 out of every \$10 to Republicans. And according to the Center for Public Integrity, the top 100 officials in the Bush White House have the majority of their personal investments, up to \$144.6 million, sunk in the old-guard energy sector. The Nation, April 8, 2002.
- ⁹⁴ «It is interesting to note that of 63 energy advisors selected by the present administration, nearly all of them represent the constituencies that stand to benefit the most from the emphases apparent in the NEPDG report, i.e. 27 are from the oil and gas industry, 17 from nuclear, 16 from mainly coal-fired electric utilities, and 7 from the coal industry. There are no renewable industry representatives, and no experts on the practical opportunities for energy efficiency.» Aus einem offenen Brief (Petition) «THE ENERGY CHALLENGE» an Senat und Repräsentantenhaus, 5.August 2001
- ⁹⁵ The administration is especially cool to the idea of government-to-government financing of renewable energy. Meanwhile, the Export-Import Bank of the United States is among the leading publicly funded backers of fossil fuels, which scientists say are the main causes of global warming. International credit agencies, such as the bank, supported \$115 billion in fossil-fuel projects in a five-year period ending in 1999, according to the Washington-based Institute for Policy Studies and Friends of the Earth. Aus: Seattle Post-Intelligencer, July 17, 2001
- ⁹⁶ Als eine der ersten Amtshandlungen kürzte Bush die Forschungsmittel für erneuerbare Energien.
- ⁹⁷ Arctic Refuge dispute extends to oil estimates
<http://www.planetark.org/dailynewsstory.cfm?newsid=9928> February 27, 2001
- ⁹⁸ There is no question that oil production from ANWR and all other off-limit areas in the U.S. combined will have little effect upon U.S. dependence of foreign oil. Many people hold to the belief that there is an infinite amount of oil in the U.S. if government would just get out of the way and let oil companies into the off-limit areas. Oil production in Alaska has dropped ~1 mb/d since 1988. Alaskan are hooked on the revenues from oil production so Alaskans in general want to open ANWR. even if there were only 3 billion barrels of oil in ANWR, at ~ \$ 30/barrel that equates to \$ 90 billion. That is what Bush, Murkowski and others see. ANWR will certainly have much less oil than what was originally in active North Slope fields. Promoters like to give the highest estimate for technically recoverable oil in ANWR because it sounds impressive but the economically recoverable amount of oil will be much less. Personally, I can't imagine anything anyone could say that would convince promoters that ANWR isn't the solution to U.S. oil dependence. Since the year before oil production started from the North Slope, U.S. crude oil production has declined 2 mb/d and the decline will continue. Consumption has risen rapidly (see attached graph of U.S. production and imports). It appears that an energy bill that includes ANWR oil drilling won't be able to pass the Senate this year but I think at some point, as the U.S. gets desperate for oil, public sentiment will wane for preserving ANWR as a wildlife refuge. Roger Blanchard Yahoo Energyresources list
- ⁹⁹ «Now in its ninth phase, the package allows Iraq to sell unlimited amounts of oil under U.N. supervision in exchange for food, medicine and humanitarian aid.» CNN Yellowbrix, 11.12.2000
- ¹⁰⁰ Iraqi oil is so attractive to anyone most of all because it's cheap. Industry sources in the Gulf and Singapore confirm the production cost of a barrel of oil in the Caspian sea is around US\$ 8. The same thing in Iraq costs only 70 cents. So the new oil frontier in Central Asia for the moment is little more than a mirage. The same sources confirm that Iraq is currently producing around 1.5 million barrels a day. But its production capacity is supposedly between 3 million and 3.5 million: this is what Iraq produced when it was an oil giant, in 1979, before the

Iran-Iraq war. Even without an American attack, two years and a lot of investment would be necessary to get back to this figure. And to double oil production, it would take five to six years, and extra billions of dollars.

http://www.atimes.com//atimes/Middle_East/DK01Ak02.html, Pepe Escobar: China, Russia and the Iraqi oil game.

¹⁰¹ Jeremy Rifkin dokumentiert den Zusammenhang zwischen Energiezufuhr und Herrschaft. Vgl. Jeremy Rifkin: Die H2-Revolution, Campus Verlag, Frankfurt/ Main 2002

¹⁰² http://www.atimes.com/atimes/Middle_East/DK23Ak02.html

¹⁰³ «Mr. Bush's senior adviser on the Middle East, Zalmay Khalilzad, has pushed the idea of a post-Saddam Iraq as a colonial outpost of the American empire. Its large oil reserves, second only to Saudi Arabia, could be tapped more efficiently than at present and pay for the 75,000 troops required to administer the new Iraq.» The Guardian October 17, 2002

¹⁰⁴ Die zentrale Frage besteht nicht in der Lieferfähigkeit, sondern in der Lieferwilligkeit der Opec-Länder. Können sie ihre politische Souveränität wahren, werden sie nach Maximierung ihrer Erlöse streben und die Produktion nur mässig steigern, um die Preise in kleinen Schritten nach oben treiben. Sie werden dabei stets beteuern, dass diese Preiserhöhungen von vorübergehender Natur seien und dass jederzeit genug Öl vorhanden sei, um den Markt zu fluten – bis sich die Leute an das höhere Preisniveau gewöhnt haben. (Man nennt dies boiled frog syndrome: die Wassertemperatur in der Pfanne wird langsam erhöht, ohne dass der Frosch merkt, dass er gekocht wird). So versucht die Opec zu verhindern, dass die Konsumenten ernsthafte Bestrebungen Richtung Energieeffizienz und erneuerbare Energien ergreifen.

Teil 2: Atomenergie Kalkulierte Menschenopfer

¹ Daten: IAEA, NUCLEAR POWER PLANT INFORMATION, <http://www.iaea.org/cgi-bin/db.page.pl/pris.charts.htm>

² IAEA: NUCLEAR POWER PLANT INFORMATION, Korrespondenz mit Herrn M.Raatz, Michael Raatz; Daten Windkraft: Windpower Monthly, div. Jahrgänge, BTM Consult 2001, a.a.O.

³ BP Statistical Review of World Energy June 2002

⁴ deutsch: Wird bis im Jahre 2020 ein neuer US-Atomreaktor online gehen? – Die Antwort ist nein, und diese Vorausschau wird manche Analysten überraschen. US-Energy Information Agency: New U.S. Nuclear Postings, 2003, <http://www.eia.doe.gov/cneaf/nuclear/page/newnuc.html>

⁵ Vgl. z.B. Die folgende Meldung aus dem «Scotsman»: «OIL giant Shell is out to beat established players in renewable energy by harnessing Aberdeen-based North Sea expertise to make it a top wind power generator within five years. The company is to aggressively pursue opportunities to build wind farms in the North Sea and elsewhere in the world as the core of a US\$ 500 million re-newables investment programme. The pledge was made in Aberdeen yesterday by Shell Renew-ables head of wind energy David Jones at the city's pioneering Creating an All-Energy Future conference.» 2001-02-28 The Scotsman

⁶ Vgl. dazu die Zusammenstellung im Anhang.

⁷ netto bedeutet, dass von der Leistung der neu erstellten Werken die Leistung der definitiv stillgelegten Werke abgezogen wurde.

⁸ IAEA: NUCLEAR POWER PLANT INFORMATION

⁹ Nuclear Information and Resource Service (NIRS): Financing Disaster, How the G8 fund the Global Proliferation of Nuclear Technology, June 2001. Die Daten für Russland definieren die Projektgrösse (in US-\$), die genaue Höhe der Exportrisikogarantie ist nicht bekannt.

¹⁰ Nuclear Information and Resource Service (NIRS): Financing Disaster, How the G8 fund the Global Proliferation of Nuclear Technology, June 2001.

¹¹ EBRD = European Bank for Reconstruction and Development

¹² Euratom = Nuklearförderagentur der Europäischen Union

¹³ namhafte Anteile der schweizerischen Ostkredite gingen in die «Verbesserung der Sicherheit von Atomanlagen». Angebliche Sicherungsmassnahmen und Ausbau einer diskreditierten Technik gingen so Hand in Hand.

¹⁴ Nuclear Information and Resource Service (NIRS): Financing Disaster, How the G8 fund the Global Proliferation of Nuclear Technology, June 2001.

- ¹⁵ Vgl. Als ein Beispiel unter vielen: Gero von Randow: Die Renaissance der Reaktoren, Frankfurter Allgemeine Sonntagszeitung 7. April 2002.
- ¹⁶ Nuclear Information and Resource Service (NIRS): Financing Disaster, How the G8 fund the Global Proliferation of Nuclear Technology, June 2001.
- ¹⁷ Greenpeace berichtet über ein Abkommen zwischen USA und Russland vom September 2000, wonach 34 Tonnen waffenfähiges Plutonium zu MOX-Brennstäben verarbeitet und vermarktet werden.
<http://www.greenpeace.fr/campagnes/cdp/nucleaire/N021015.php3>
- ¹⁸ Nur bei Brennstäben mit sehr hohem MOX-Anteil ist die Plutonium-Bilanz überhaupt negativ.
- ¹⁹ Die durchschnittlichen variablen Betriebskosten (ohne Finanzierungskosten und Steuern!) der schweizerischen Atomkraftwerke belaufen sich laut Hans Achermann (EG Laufenburg) auf 3,85 Rp./kWh (2,56 Euro-Cents/kWh). Diese Rechnung ist stark verfälscht, denn mit der Vernachlässigung der Kapitalkosten werden gerade die zentralen Auslagen aus der Kalkulation weggelassen. Ohne Kapitalkosten produziert die Windkraft zu Kosten nahe bei null.
Zitate: Angaben an der Tagung der schweizerischen Vereinigung für Atomenergie, zitiert in Energie & Umwelt 4/01 S. 15 (Hrsg. Schweizerische Energiestiftung (SES)).
- ²⁰ WISE/NIRS Nuclear Monitor on October 18, 2002, <http://www.antenna.nl/wise/575/5448.html>
- ²¹ aus: Ronald E. Hagen, John R. Moens, and Zdenek D. Nikodem: Impact of U.S. Nuclear Generation on Greenhouse Gas Emissions, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, S. 22. «The cost used in the projection are based on the Westinghouse-BNFL AP600 design though they are intended to be also representative of the other two presently U.S. licensed designs, the General Electric Advanced Boiling Water Reactor (ABWR) and the Westinghouse-BNFL System 80+.» Vgl.
<http://www.eia.doe.gov/cneaf/nuclear/page/newnuc.html>
- ²² IEA: R&D Statistics, 2001,
- ²³ Soweit die Markteinführung nicht mit Subventionen finanziert wurde, deckten überhöhte Stromtarife die Kosten. Atomenergie genoss stets eine kostendeckende Abnahmegarantie von den Elektrizitätswerken – ein Privileg, das den erneuerbaren Energien lange Zeit verweigert und heute noch von den Verbänden der Elektrizitätswirtschaft bekämpft wird.
- ²⁴ IEA, R&D Statistics, <http://www.iea.org/stats/files/rd.htm>
- ²⁵ So z.B. IPCC, 2001c; International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Program, 2000 und Internationale Energieagentur: Experience Curves for Energy Technology, Paris 2000,
- ²⁶ In der Schweiz ist dies heute – nach Ablehnung des Elektrizitätsmarktgesetzes – noch immer so.
- ²⁷ Erneuerbare-Energien-Gesetz, vgl. Teil VI
- ²⁸ Steve Thomas: The economics of new nuclear power plants and electricity liberalisation: Lessons for Finland from British experience, University of Greenwich, 2002, <http://www.psiru.org/reports/2002-01-E-Finnuclear.doc> S. 6
- ²⁹ Andrew Callus: UK baulks at building new nuclear reactors, Reuters News Service 20.12.2002
- ³⁰ Derselbe: «Most of the estimated 150–200 million pounds a year cost to taxpayers of keeping British Energy afloat will go to subsidise reprocessing. British Energy itself said last year that a switch to storage could save it more than 200 million pounds a year, but BNFL has said such a move is impractical.»
- ³¹ Neue Zürcher Zeitung: Rettung für British Energy, Alle werden zur Kasse gebeten, 30.11.02
- ³² Wise/Nirs: Nuclear Monitor 578: World Huge State Handout Aims To Keep British Energy Afloat Dezember 2002
- ³³ Ungedekte Kosten der Atomindustrie waren wohl auch dafür entscheidend, dass die rot-grüne Bundesregierung im Atomkonsens zur «entschädigungslosen» Stilllegung der Werke Übergangsfristen von mehreren Jahrzehnten in Kauf nehmen mussten.
- ³⁴ So die ehemaligen Wirtschaftsminister Werner Müller (BRD) und Pascal Couchepin (Schweiz) Couchepin wirkte vor seiner Wahl als Vizepräsident des AKW-Betreibers Watt AG (früher Elektrowatt).
- ³⁵ Viele Atomfirmen stehen in Eigentum oder Miteigentum von Bund oder Ländern, besonders in der Frankreich, Schweiz, Deutschland und Grossbritannien.
- ³⁶ Christian Speich: Auf ewig dein – egal ob du willst, Die Weltwoche 25. Juni 1998
- ³⁷ Daten zu den Windkosten der deutschen Referenzanlage berechnet auf Basis von: T. Neumann, C. Ender, J. P. Molly: Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland 2002, DEWI Magazin Nr. 21, August 2002 (DEWI = Deutsches Wind-Institut). Die Angaben beziehen sich auf Kosten aus dem Jahr 2001, gerechnet auf 20 Jahre Abschreibungszeit und 7,5% interner Verzinsungssatz. Daraus wurden die folgenden

Eckdaten (€/MWh) verwendet: Turbine (375), Fundament (23.1), Netzanschluss (37.8), Erschliessungskosten (7.35), Planung (9.45), Sonstiges (27.3); Betriebskosten=3,75% der Investitionskosten von 375 €/MWh (= 14,1 €/MWh), davon im einzelnen: Grundstückspacht (18%), Wartung und Instandhaltung 26%, Strombezug 5%, Versicherung 13%, Management und Steuerberatung 21%, Sonstiges (Personalkosten, Beiträge usw.) 17%. Sizewell B und Leibstadt: Investitionskosten real in Franken von 2001. Windkraft: Referenzanlage gemäss DEWI und Mittelwert über sechs neue Windfarmen, Baujahr 2002. Daten: DEWI/ Windpower Monthly; AKW-Daten: Jahresberichte British Energy und KK Leibstadt AG – Daten zu sechs Windfarmen aus: David Milborrow: Size matters – Getting bigger and cheaper, Windpower Monthly 1/2003 S.35 f.,

Für die AKWs:

- Jahresberichte von Leibstadt; div. Jg.; Im Dokument 10. 08. 2000: Regionales Mediengespräch, Projekt Leistungserhöhung vor erfolgreichem Abschluss ist von gestehungskosten 1984 von 4,6 Mrd. SFr. die Rede. Hochgerechnet auf 2002 entspricht dies 6,6 Mrd. SFr.
- Zu Sizewell B vgl.: Steve Thomas: The economics of new nuclear power plants and electricity liberalisation: Lessons for Finland from British experience, University of Greenwich, 2002, <http://www.psiu.org/reports/2002-01-E-Finnuclear.doc> Er beziffert die Kosten von Sizewell B im Jahre 1996 auf 5 Mrd. £.; (S.2)
- Zudem: Paul Brown, David Gow und Jane Martinson: Special report: Britain's nuclear industry, The Guardian, June 28, 2001. (Betriebskosten geschätzt)

³⁸ Windpower Monthly 2/2003 S. 45

³⁹ Die Daten wurden der Betriebsrechnung entnommen, mit dem Schweizer Landesindex der Konsumentenpreise deflationiert und anschliessend in Euro umgerechnet (Kurs von 1 € = 1.5 SFr.)

⁴⁰ Mitteilung Bundesamt für Energie, Typoskript 1997

⁴¹ Die Atomwirtschaft argumentiert diesbezüglich, man könne auch Atomkraftwerke 60 bis 80 Jahre betreiben. Das ist lächerlich. Durch die radioaktive Strahlung entstehen Materialermüdungen und Risse im Containment. Eine Anlage entspricht schon nach 30 Jahren nicht mehr dem Stand der Technik und kann nur betrieben werden, weil die Aufsichtsbehörden den Schutz der Bevölkerung hintanstellen. Man kann gespannt sein, wann in USA, der Schweiz oder Frankreich in einem der alten Werke ein grosser Unfall passiert. Ein solches Ereignis ist – nach den Vorkommnissen in Besse-Davis und anderen AKWs – eine reine Frage der Zeit und wird die Stilllegung älterer Werke auch im Westen erzwingen.

⁴² Neue Zürcher Zeitung 17.12.99

⁴³ Neue Zürcher Zeitung 17.12.99

⁴⁴ Im Jahre 2000 erreichte die Kapazität 1115 MW gegenüber 990 bis 1994. Vgl. Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2001 S. 22.

⁴⁵ Vgl. Energie & Umwelt, Nr.1/2002, März 2002, Hrsg. Schweizerische Energiestiftung (SES) S. 4ff.

⁴⁶ Neue Zürcher Zeitung 17.12.99

⁴⁷ Vgl. Rudolf Rechsteiner, Mühleberg Stilllegen – die wirtschaftlichen Konsequenzen. Mehr Sicherheit und 250-500 Mio. Fr. gespart, www.rechsteiner-basel.ch

⁴⁸ Der Spiegel, Nr.52/2002 S.93

⁴⁹ BB z Atomgesetz Art. 10

⁵⁰ Die Betreiber im Originalton: «Ein 40-jähriger Betrieb aller vier schweizerischen KKW erfordert den Einsatz von nicht mehr als insgesamt etwa 3000 Tonnen Uran und Mischoxid (MOX) in Brennelementen. Gut ein Drittel davon wird nach Gebrauch im Rahmen bestehender Verträge bis zum Jahr 2004 wiederaufgearbeitet. Die restlichen knapp zwei Drittel werden zur Abkühlung im zentralen Zwischenlager Würenlingen (Zwilag) gelagert und sollen nach den derzeitigen Vorstellungen in den zehn Jahren zwischen 2050 und 2059 entweder konditioniert und direkt endgelagert oder gegebenenfalls wiederaufgearbeitet werden.» Hans Fuchs und Gernot Preinreich: Die Finanzierung der nuklearen Entsorgung: Gesetzliche Anforderungen klar erfüllt. Neue Zürcher Zeitung, 17.08.01

⁵¹ Nach wie vor gilt der alte Leitspruch von Mackenroth, wonach «aller Sozialaufwand immer aus dem Volkseinkommen der laufenden Periode gedeckt werden muss.» Dies gilt auch für den langfristig zu tragenden Aufwand für atomare Entsorgung – eine Last für nachfolgende Generationen, der kein entsprechender Nutzen gegenüber steht. (Vgl. G. Mackenroth, die Reform der Sozialpolitik durch einen deutschen Sozialplan, 1952, S. 41)

⁵² STG Coopers & Lybrand: Sicherstellung der Kosten der Entsorgung radioaktiver Abfälle, Gutachten zuhanden der UREK (Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie) vom 8. August 1997.

⁵³ Hans Fuchs und Gernot Preinreich: Die Finanzierung der nuklearen Entsorgung: Gesetzliche Anforderungen klar erfüllt. Neue Zürcher Zeitung, 17.08.01

- ⁵⁴ Dass sie keinen realen Wert beinhalten zeigte sich, als für die Veräusserung von 10% der Anteile am Atomkraftwerk Leibstadt 200 Mio. Fr. bezahlt wurden – durch die Schweizerischen Bundesbahnen und die Kraftübertragungswerke Rheinfelden in den Jahren 1999 und 2000.
- ⁵⁵ Nicht umsonst haben die Schweizer AKW-Betreiber die Schaffung eines Entsorgungskostenfonds um jahrzehnte verzögert und der damalige Leiter des Bundesamtes für Energie, Eduard Kiener, war ihr willigster Gehilfe. Als dann der Bundesrat 1999 einen solchen Fonds auf öffentlichen Druck hin vorschlug, beantragten A-Werk-Betreiber wie die KKL Leibstadt AG erfolgreich Fristerstreckung. Leibstadt muss die Entsorgungsfinanzierung pro rata temporis erst bis 2009 in den Fonds einbringen. Vgl. auch: Rudolf Rechsteiner: Atommüll: Es fehlen 10 Milliarden liquide Mittel. Ein Appell an den Bundesrat, die Atomkraftwerksbetreiber in die Entsorgungspflicht zu nehmen, Basler Zeitung 13./14. Sept. 1997
- ⁵⁶ In Deutschland müssen 3 Pfennig pro kWh für die Entsorgung zur Seite gelegt werden. Vgl. Veit Bürger, Greenpeace: Das Milliardengeschäft (o. J.)
- ⁵⁷ Und selbst in unabhängigen Entsorgungskostenfonds kommt es zu Verlusten: der Schweizer Stilllegungsfonds verlor 2001 51 Mio. Fr. (–5,6%) durch die Aktienbaisse.
- ⁵⁸ Die entsprechende Richtlinie in der EU ist noch nicht verabschiedet. Der Spiegel, Nr.52/2002 S.93. Dabei ist anzufügen, dass in Grossbritannien die AKWs ihre Kosten im offenen Markt nie einspielen, der Staat übernahm sie gleich ganz. Ähnlich ist es in den USA.
- ⁵⁹ T. Neumann, C. Ender, J. P. Molly: Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland 2002, DEWI Magazin Nr. 21, August 2002
- ⁶⁰ Michel Fernex: Ein Super-GAU ist unbezahlbar, in: in PSR-News 00/02, Ärzte für soziale Verantwortung / zur Verhütung des Atomkriegs PSR/IPPNW Schweiz S. 29
- ⁶¹ In der Schweiz ist die Haftungsdeckung wie folgt geregelt: bis 1 Mrd. SFr. (0,66 Mrd. €) werden Haftpflichtprämien erhoben. Darüber hinaus ist die Haftung prämienfrei. Ähnliche Regeln gelten in anderen Ländern. Wörtlich: Schweizer Kernenergiehaftpflichtgesetz (KHG) vom 18. März 1983
Art. 12: Der Bund versichert den Haftpflichtigen gegen Nuklearschäden bis zu einer Milliarde Franken je Kernanlage oder je Transport, zuzüglich 100 Millionen Franken für die anteilmässigen Zinsen und Verfahrenskosten, soweit diese Schäden die Deckung durch den privaten Versicherer übersteigen oder von ihr ausgeschlossen sind (Art. 11 Abs. 3).
Art. 13 Spätschäden: Der Bund deckt bis zu dem in Artikel 12 genannten Betrag Nuklearschäden, die wegen Ablaufs der 30-jährigen Frist (Art. 10 Abs. 1) gegen den Haftpflichtigen nicht mehr geltend gemacht werden können. Grossschäden
Art. 29 Grundsätze: 1 Ist damit zu rechnen, dass die für die Deckung der Schäden zur Verfügung stehenden Mittel des Haftpflichtigen, des privaten Versicherers und des Bundes zur Befriedigung aller Ansprüche nicht ausreichen (Grossschaden), so stellt die Bundesversammlung in einem allgemeinverbindlichen, dem Referendum nicht unterstehenden Bundesbeschluss eine Entschädigungsordnung auf. Diese kann das Rückgriffsrecht aller öffentlichen und privaten Versicherungseinrichtungen sowie der Krankenkassen auf den Haftpflichtigen, unter Vorbehalt von Artikel 20, aufheben. Nötigenfalls kann der Bund an den nichtgedeckten Schaden zusätzliche Beiträge leisten.
- ⁶² Das Pariser Übereinkommen von 1960 und das Brüsseler Zusatzübereinkommen von 1963 bilden das System Paris/Bruxelles der OECD. Dieser sieht eine beschränkte Haftungsmitte vor. Diese Limite erhöht sich auf insgesamt 300 Millionen Sonderziehungsrechte (ca. 300 Mio. € / 540 Mio. SFr.). Angaben: Schweizer Bundesamt für Energie
- ⁶³ Gesellschaft für Reaktorsicherheit: Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke Phase B, Köln Juni 1989.
- ⁶⁴ Unterlagensammlung „Dichtung & Wahrheit“ vom Bund Naturschutz in Bayern e.V.
<http://www.8ung.at/egak/duw/DuW2.html#inhalt>
- ⁶⁵ Die Korrespondenzen in diesem Zusammenhang sind sehr aufschlussreich: In einem Brief des Schweizer Pools für die Versicherung von Nuklearrisiken schreiben die Versicherungs-Gesellschaften an den Bundesrat: «Verfügbarkeit von Kapazität für die Versicherung von Nuklear-Risiken
...Dem Bundesamt für Energie gegenüber haben Versicherer immer die Bereitschaft gezeigt, eine solche Deckung [nach Kernenergiehaftpflichtgesetz] zu gewähren, gleichzeitig aber auch betont, dass das Nuklear-Risiko auf Grund seiner besonderen Art mit der Anwendung des traditionellen Versicherungs- und Rückversicherungskonzept nicht zu bewältigen ist. Kriterien, die üblicherweise für Einschätzung der Risiko-Exponierung angewendet werden, können im Falle des Nuklear-Risikos nicht benutzt werden:

- Es gibt keine zuverlässigen statistischen Schadendaten
- Die Anzahl der versicherten Risiken ist auch weltweit so gering, dass von einem ausgeglichenen Risiko-Porteufeuille nicht die Rede sein kann.
- Obwohl die Risikoart relativ unbekannt ist, ist damit zu rechnen, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit zwar sehr gering, das Schadensausmass im Schadenfall aber besonders hoch ist. Versicherer müssen mit unter verschiedenen individuellen Policen gestellten Schadenansprüchen, einer untragbaren Kumulierung dieser Ansprüche sowie einer katastrophalen Exponierung der Solvenz rechnen.
- Dies ist der Grund weshalb die Assekuranz das Risiko radioaktiver Kontamination auf ihren konventionellen Versicherungsverträgen ausgeschlossen hat.»

«Terrorismus: (...)»

«Die Anschläge vom 11. September 2001 haben zur Folge gehabt, „dass das internationale Versicherungswesen mir der zur Verfügungstellung von Kapazität, vor allem für Terrorismus-Deckungen, zurückhaltender geworden ist und dafür tendenziell mehr Prämien verlangt... Die Ereignisse vom 11. September haben... ein völlig anderes Licht auf das Ausmass, die Eintrittswahrscheinlichkeit, die Bandbreite sowie die Cumulgefahr des Risikos für Versicherer geworfen.... Die Mitglieder des SPN, sowie seine Rückversicherer sind sich bewusst, dass Nuklear-Risiken als Ziel-Risiken für Terrorismus betrachtet werden.»

«Für Naturgefahren, wie Erdbeben, und (gibt es) gute wissenschaftliche/statistische Grundlagen, um die Schadenerwartung zur Festlegung einer Prämie und das Schadenpotenzial aus Grossereignissen abzuschätzen. Diese Grundlagen fehlen in der Nuklear-Versicherung. Wenn sie aber zur Verfügung stünden, so wäre es völlig unrealistisch für die beschränkte Anzahl Nuklear-Risiken die Prämie zu verlangen, die über Millionen Erdbeben-Deckungen erzielt wird.»

Schreiben des Schweizer Pools für die Versicherung von Nuklearrisiken an die UREK (Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie) vom 30.4.2002

⁶⁶ Bundesamt für Zivilschutz, Katastrophen und Notlagen in der Schweiz, 1995

⁶⁷ Prognos-Schriftenreihe Identifizierung und Internalisierung Externer Kosten der Energieversorgung, Band 2, 1992, Prognos-Gutachten im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums, von Ewers/Rennings

⁶⁸ Vgl. auch Ewers, H.-J., Rennings, Klaus: Die volkswirtschaftlichen Kosten eines Super-GAU's in Biblis, Zeitschrift für Umweltrecht und Umweltpolitik 4/1991, 379-396, Gekürzte Fassung der Studie «Die monetären Schäden eines 'Super-Gau's in Biblis», Diskussionspapier Nr. 2 des Instituts für Verkehrswissenschaft an der Universität Münster, Mai 1991

⁶⁹ Wirtschaftswoche, 06.11.92

⁷⁰ Vgl. John Large: The Aftermath of the US Attacks: The End of Probabilistic Risk Analysis?

Manuskript der Tagung «Rethinking Nuclear Energy and Democracy» der PSR/IPPNW Schweiz vom 26. April 2002, Edwin S. Lyman: Terrorism Threat and Nuclear Power: Recent developments and Lessons to be learned, Nuclear Control Institute, USA

⁷¹ In der Schweiz gelten die «Auslegungskriterien für den Schutz von sicherheitsrelevanten Ausrüstungen in Kernkraftwerken gegen die Folgen von Flugzeugabsturz» der HSK vom Dezember 1986. Demgemäss soll der Aufprall eines Militärflugzeugs von 20 Tonnen und 215 m/s Geschwindigkeit (774 km/h) verknachtet werden. Die Norm gilt nur für Neuanlagen, d.h. die Altreaktoren erfüllen diese Kriterien nicht.

⁷² Vgl. Frankfurter Rundschau vom 13.09.2001, die tageszeitung (taz) vom 15.9.2001.

⁷³ Le Monde 16-09-01, es wird auf eine Studie von Wise-Paris Bezug genommen.

⁷⁴ Die US-Aufsichtsbehörde Nuclear Regulatory Commission NRC lässt keine Hearings über Terror gegen AKWs zu. U.S. NRC EXCLUDES TERRORIST ISSUE FROM LICENSING HEARINGS, Wise, Nuclear Monitor Nr. 581, Januar 2003

⁷⁵ Sicherheit der Atomkraftwerke angezweifelt - Aufsichtsanzeige der Kernkraftgegner an den Bundesrat, Neue Zürcher Zeitung 11. September 2002.

⁷⁶ Richtlinie R-11 Abs. 3.3.

⁷⁷ «Die Reaktorgebäude der Ende der 60-er Jahre gebauten Kernkraftwerke Beznau (KKB) und Mühleberg (KKM) wurden gemäss dem damaligen Stand der Technik nicht speziell gegen Flugzeugabstürze ausgelegt.» Die Wandstärke des Deckenbereichs beim Reaktorgebäude [von Mühleberg] bewegt sich zwischen 0,15 m und 0,3 m «– ist also mit anderen Worten gerade 15 cm dick!». «Das Brennelementlagerbecken (BEB) befindet sich im oberen Teil des Reaktorgebäudes... und ist «vom Deckenbereich nicht wesentlich gegen FLA [Flugzeugabstürze] geschützt.» ... «Bei der bautechnischen Auslegung der neueren Anlagen Gösgen (KKG) und Leibstadt (KKL) auf den Flugzeugabsturz nahm man als Last ein Zivilflugzeug des Typs Boeing 707-320 (Masse ca. 90 Tonnen) an,

das mit einer Geschwindigkeit von 370 km/h auf das Reaktorgebäude aufprallt.»

Im Fall von New York flog das Flugzeug mit über 800 km/h gegen die Twin Towers.

In: HSK: Schutz der schweizerischen Kernkraftwerke gegen einen Flugzeugabsturz. Das ganze Papier liest sich wie eine einzige Apologie von Atomkraft-Fanatikern, ohne dass echte Beweise oder Garantien im Falle eines Flugzeugabsturzes abgegeben werden.

⁷⁸ Schaffhauser Nachrichten 15. Januar 2003

⁷⁹ Allerdings werden dann die Möglichkeiten von Terrorakten gleich wieder heruntergespielt. So heisst es im Fazit: «Terroristen sind kaum in Lage mit einem Anschlag auf oder mit der Sabotage einer schweizerischen Nuklearanlage eine massive Freisetzung von Radioaktivität in die Umwelt zu bewirken.» Ob diese These auch nach dem 11. September 2001 noch aufgestellt würde? Vgl. Bernard Anet, Ernst Schmid, Christoph Wirz: Nuklearterrorismus: Eine Bedrohung für die Schweiz?, Gruppe Rüstung, AC-Laboratorium Spiez 2000.

⁸⁰ Dominique Brunner in: Schweizer Soldat 11/02

⁸¹ pers. mitgeteilt von Dr. Martin Walter, IPPNW

⁸² Bundesumweltministerium: Untersuchungen der Rahmenbedingungen des nationalen und internationalen Rechts für die Energiekonsensgespräche. Bonn, 12. Aug. 1999. S.13, zitiert in IPPNW: Gesundheitsschutz und Risikoversorge, Verfassung und Atomgesetz zwingen zur Stilllegung der deutschen Atomkraftwerke, <http://www.atom-recht.de/IPPNW-Atomrechts-Studie.rtf>

⁸³ IAEA= internationale Agentur für Atomenergie der Vereinten Nationen

<< Le Monde 28. August 1986, zitiert in: Michel Fernex: Chernobyl 15 years on: Health information still suppressed, published by WISE News Communiqué on April 27, 2001

⁸⁵ Vgl. auch Alexander R. Sich: At Chernobyl, Truth was a casualty, 1996,

<http://www.thebulletin.org/issues/1996/mj96/sichIAEA.html>

⁸⁶ Im Original: The Agreement guarantees that the research will not negatively affect the development of nuclear energy.

Article I, § 3 of the Agreement, specifies in particular that:

«Whenever either organization proposes to initiate a program or activity on a subject in which the other organization has or may have a substantial interest, the first party shall consult the other with a view to adjusting the matter by mutual agreement.»

According to Article III of the mentioned Agreement:

§ 1: The International Atomic Energy Agency and the World Health Organization recognize

that they may find it necessary to apply certain limitations for the safeguarding of confidential information furnished to them.

§ 2: Subject to such arrangements as may be necessary for the safeguarding of confidential material, the Secretariat of the IAEA and the Secretariat of the WHO shall keep each other fully informed concerning all projected activities and all programs of work which may be of interest to both parties.

The requirement of Article III, demanding confidentiality, which means silence, is contrary to the Constitution of the WHO. In fact, the purpose of the WHO is specified in chapter I of the Constitution of this Organization: *«The attainment by all peoples of the highest possible level of health».*

Zitate aus Michel Fernex: THE CHERNOBYL CATASTROPHE AND HEALTH CARE,

http://greenfield.fortunecity.com/flytrap/250/Socium/fernex_en.htm

⁸⁷ Michel Fernex: Wer schützt uns vor der IAE0? In : PSR: Atomstrom und Strahlenrisiko

Band 1 http://www.ippnw.ch/content/pdf/1998_1/IAEO.pdf

⁸⁸ Viel publizierte 1997 eine aufsehenerregende Studie über Leukämie in der Umgebung von

La Hague; Viel J.F., Pobel D. (1997): Case control study of leukaemia among young people near

La Hague nuclear reprocessing plant: the environmental hypothesis revisited, in British Medical Journal, 314, p. 101–106, zitiert bei Fernex a.a.O.

⁸⁹ Viel J.F., Conséquences des essais nucléaires sur la santé: quelles enquêtes épidémiologiques? Médecine et guerre Nucléaire, Vol. 11, p 41–44, janv.-mars 1996/Monographie à paraître à «La Découverte» en février 1998

⁹⁰ «Betrachtet man nur die Mortalität, erhält man Daten, die keinen statistisch-signifikanten Unterschied zwischen Strahlenexponierten und Nichtexponierten nachweisen lassen – mit der Morbidität könnte es jedoch ganz anders aussehen. Mit «methodologisch frisierten» Studien können die Atombefürworter dann behaupten, es sei nichts Beunruhigendes, zum Beispiel keine erhöhte Leukämierate, gefunden worden. Und die

AKW-Promotoren benutzen sie, um weitere Atomkraftwerke zu propagieren.» M.Fernex, a.a.O. S.2

⁹¹ www.chernobyl.info.de, Die Internetseite wird auch von der schweizerischen Direktion für Entwicklung und Zusammenarbeit (DEZA) mitfinanziert.

⁹² Mohandas Bhat (U.S. Department of Energy, Office of Health Programs): Chernobyl Health Effects Studies, <http://tis.eh.doe.gov/health/ihp/chernobyl/chernobyl.html>

⁹³ Hyperphysics: Chernobyl Casualties, State University of Georgia, <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/nucene/cherno2.html#c1>

⁹⁴ Desinformation über Schilddrüsenerkrankungen nach Tschernobyl, in: Strahlentelex 326-327/2000. <http://www.strahlentelex.de/Gesundheit>. Es gibt andere Schätzungen, die die Zahl der Erkrankungen noch viel höher schätzen.

⁹⁵ Dies erklärte der russische Vizeregierungschef Schoigu im Jahr 2000, zitiert in: «14 Jahre nach Tschernobyl leiden Millionen Menschen», IPPNW Medienschau, <http://mitglied.lycos.de/ripeil/2000-04.htm>

⁹⁶ Prof. V. Nesterenko / Informationen des Institutes für Strahlenschutz Belrad: Vortrag vom V. Internationalen Kongress «Die Welt nach Tschernobyl», Minsk 17.04 - 20.04.2001, http://www.belarusnews.de/news_de/2001/-projekte/987766688.shtml

⁹⁷ E.B.Burlakowa (Hrsg.): «Consequences of the Chernobyl Catastrophe: Human health», Scientific Council on Radiobiology, Moscow 1996 (ISBN 5-88587-5)

⁹⁸ Ders. S.6

⁹⁹ Ju. I. Bondaschewsky: «Gesundheitszustand der Bevölkerung von Belarus, die durch die Katastrophe im AKW Tschernobyl einer langanhaltenden Einwirkung von radioaktivem Cäsium ausgesetzt worden ist.» / Der Vortrag vom V. Internationalen Kongress in Minsk, 17.-20.04.2001 http://www.belarusnews.de/news_de/2001/politik/987772483.shtml

¹⁰⁰ Süddeutsche Zeitung 20.04.2001

¹⁰¹ Nature, Bd. 407, S. 583

¹⁰² The Human Consequences of the Chernobyl Nuclear Accident A Strategy for Recovery S.6, Report Commissioned by UNDP and UNICEF with the support of UN-OCHA and WHO, http://www.belarusnews.de/news_de/2001/projekte/987766688.shtml

¹⁰³ Vgl dazu auch: Jay M. Gould, the enemy within, the high cost of living near nuclear reactors, New York/London, 1996, ISBN 1-56858-066-5

¹⁰⁴ Gardner Martin J. et al: Results of case-control study of leukaemia and lymphoma among young people near Sellafield nuclear plant in West Cumbria, British medical Journal, Vol 300, 17th February 1990 pp 423-329

¹⁰⁵ Viel J.F., Pobel, D.: Case Control Study of leukaemia among young people near La Hague nuclear reprocessing plant: the environmental thesis revisited. British Medical Journal, 1997. Vol. 314, pp. 101-106

¹⁰⁶ Hoffmann Wolfgang et al: A cluster of childhood leukaemia near a German nuclear reactor in Northern Germany, Archives of Environmental health. Vol.52, (No 4) July/August 1997

¹⁰⁷ Martin Walter: «Totgeborene Kinder in Westcumbrien», in PSR-News 00/02, Ärzte für soziale Verantwortung / zur Verhütung des Atomkriegs PSR/IPPNW Schweiz S. 8-13

¹⁰⁸ Bundesamt für Energie/HSK: Wiederaufbereitung, Epidemiologische Studien, Dokument 152 vom 5.Juni 2001

¹⁰⁹ Mycle Schneider et al. «Possible Toxic Effects from the Nuclear Reprocessing Plants at Sellafield and Cap La Hague», commissioned by Scientific and Technological Option Assessment Unit, European Parliament, WISE-Paris, November 2001

¹¹⁰ Vgl. WISE PARIS: Mögliche Toxische Auswirkungen Der Wiederaufbereitungsanlagen In Sellafield Und La Hague, Entwurf des Schlussberichts für das STOA-Gremium Executive Summary und allgemeine Schlussfolgerungen, Oktober 2001

¹¹¹ Die Verträge werden – wie alle Tarife in der Schweiz – nicht offengelegt.

¹¹² So zum Beispiel die Präsidentin des bürgerlichen «Energieforums», Vreni Spoerry (zugleich Swissair-VR), der Ex-Chef der Economiesuisse, Andreas Leuenberger (ebenfalls VR Swissair), und Michael Kohn, Atom-Mann der ersten und der letzten Stunde, letzterer ohne Verbindungen zur Swissair.

¹¹³ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Infomappe zu Atomtransporten und Atomausstieg, Berlin 2002

¹¹⁴ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Infomappe zu Atomtransporten und Atomausstieg, Berlin 2002

- ¹¹⁵ Sören Krohn (Hrsg.): The Energy Balance Of Modern Wind Turbines, Wind Power Note, No. 16, December 1997
issn: 1397-1697
- ¹¹⁶ Johan Galtung: Strukturelle Gewalt, Beiträge zur Friedens- und Konfliktforschung, Reinbek bei Hamburg 1980, S. 9
- ¹¹⁷ Günter Stratenwerth: Das Strafrecht in der Krise der Industriegesellschaft, Rektoratsrede, Basel 1993
- ¹¹⁸ Günter Stratenwerth: Das Strafrecht in der Krise der Industriegesellschaft, Rektoratsrede, Basel 1993, S. 17
- ¹¹⁹ Günter Stratenwerth: Das Strafrecht in der Krise der Industriegesellschaft, Rektoratsrede, Basel 1993
- ¹²⁰ Der Geräteverbrauch geht dann bis 2020 um 6100 GWh zurück. Dies entspricht 11,5 % des Endverbrauchs.
- ¹²¹ Bundesamt für Energie: CO₂-neutraler Ersatz der Atomenergie, Zusatzbericht, April 2002
Infras: Co₂-neutraler Ersatz der Atomenergie, Inputs zu forcierter Windenergie-Nutzung, Hrsg. Bundesamt für Energie, Verfasser: Stefan Kessler, Rolf Iten, April 2002
Prognos AG: Diskussionspapier: Ersatz der Kernenergie durch importierten Windstrom?, Verfasser Konrad Haker, Basel 2002
- ¹²² «[Es] wird ersichtlich, dass bereits heute sowohl bei Onshore- als auch bei Offshore-Anlagen bei guten Standorten mit Energiegestehungskosten am Netzeinspeisepunkt von 5 bis 8 Rappen pro kWh gerechnet werden kann.» (Infras a.a.O. S. 16)
- ¹²³ «Die Kosten der Stromübertragung auf der Hochspannungsebene liegen derzeit entfernungsunabhängig bei etwas über 1 Rp./kWh.» Prognos, a.a.O. S. 14
und: «Wird als Extremfall angenommen, dass speziell für den Transport von Windenergie in die Schweiz eine HGÜ-Trasse mit 5 GW Nennleistung vom Nordseeraum in die Schweiz (angenommene Distanz 2000 km, alles Freileitungen) gebaut werden müsste und dies keine Allgemeinlast darstellt, so wäre (...)vor Berücksichtigung der Übertragungsverluste mit Kapital- und Unterhaltskosten von rund 0.5 Rp./kWh zu rechnen.» (Infras S. 18)
- ¹²⁴ Auf dem Meer gibt es mehr Wind und höhere Windgeschwindigkeiten. Vgl. Infras a.a.O. S. 16
«[Es] wird ersichtlich, dass bereits heute sowohl bei Onshore- als auch bei Offshore-Anlagen bei guten Standorten mit Energiegestehungskosten am Netzeinspeisepunkt von 5 bis 8 Rappen pro kWh gerechnet werden kann.»
- ¹²⁵ Schätzung «The Windicator», Windpower Monthly Vol. 18, Nr.10, October 2003, S.70
- ¹²⁶ Bundesamt für Energie: CO₂-neutraler Ersatz der Atomenergie, Zusatzbericht, April 2002, S. 6

Kapitel 3 Effizienz

- ¹ Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1997 S.13
- ² Schweizer Energiefachbuch 2003, S. 13
- ³ Thomas, Stefan, Matthias Wissner, Kora Kristof, Wolfgang Irrek: Die vergessene Säule der Energiepolitik, Energieeffizienz im liberalisierten Strom- und Gasmarkt in Deutschland, Vorschläge des Wuppertal Instituts, Wuppertal Spezial 24, 2002
- ⁴ Dieter Imboden: Nachhaltige Energie-Zukunft: zu teuer für die Schweiz?, Präsentation vom 21.1.2003
- ⁵ Ebenda.
- ⁶ Vgl. dazu Dieter Imboden: Nachhaltigkeit globaler Energiesysteme, o.J.
http://www.up.umnw.ethz.ch/de/research/europaeische_akademie-frame.html
- ⁷ Das Reichweitenkonzept gibt möglicherweise gute Anhaltspunkte für den Verbrauch der leicht gewinnbaren fossilen Energien Öl und Gas, nicht aber für Kohle und die unkonventionellen Kohlenwasserstoffe.
- ⁸ Bild: H.P. Eicher, Fachhochschule beider Basel
- ⁹ <http://www.micro-light.ch/deutsch/>
- ¹⁰ Die CORE schätzt das Einsparpotential im Verkehr durch Leichtbaufahrzeuge auf 80 Prozent und mehr.
CORE: Forschungskonzept Energie 2000–2003
- ¹¹ Jochem, Eberhard: Energy Efficiency: the Focus for Transition from an Energy Supply to an Energy Service Policy, Wochenbericht des DIW 8/99,449-469

- ¹² Längere Zeit Pioniercharakter hatte das Programm RAVEL, das als Teil von «Energie 2000» vom schweizerischen Bundesamt für Energie lanciert worden war.
- ¹³ Jochem & Schön, 1994, 42
- ¹⁴ Reichert et al. 2001
- ¹⁵ Jochem, Eberhard: Energy Efficiency: the Focus for Transition from an Energy Supply to an Energy Service Policy, Wochenbericht des DIW 8/99, 449-469
- ¹⁶ Reichert, J., U. Böde, H. Bradke, W. Eichhammer, E. Gruber, E. Jochem, D. Köwener, W. Mannsbart, F. Marscheider-Weidemann, P. Radgen, J. Schleich, B. Schломann, Ch. Schmid, R. Walz: Rationelle Energieverwendung 2000, Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe, erschienen in: Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Bd. 53 (2001), Nr.4 – April, S. 91–97
- ¹⁷ Imboden 2003 a.a.O.
- ¹⁸ Ebenda.
- ¹⁹ CORE: Programmschwerpunkte 2004–2007 (Entwurf), S.1
- ²⁰ Bundesamt für Energie: Gesamtenergiestatistik 2000, S. 49
- ²¹ Thomas et al. 2002, a.a.O.
- ²² Jochem, Eberhard, Bradke, Harald: Industrie: Licht und Schatten, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 46.Jg. 1996, Heft 8, 478–482
- ²³ Jochem, Eberhard, Gruber, Edelgard: Obstacles to rational electricity use and measures to alleviate them, Energy Policy, May 1990, 340–350
- ²⁴ Jochem, Eberhard, Bradke, Harald: Industrie: Licht und Schatten, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 46.Jg. 1996, Heft 8, 478–482
- ²⁵ Schweizer Energiefachbuch 2003 S. 27
- ²⁶ Mark Zimmermann: Erneuerbare Energien in der 2000-Watt-Gesellschaft, Schweizer Energiefachbuch 2003 S. 169
- ²⁷ Prognos AG/ Bundesamt für Energie: Die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs serienmässig hergestellter Elektrogeräte in der Schweiz unter Status-quo-Bedingungen und bei Nutzung der sparsamsten Elektrogeräte bis 2010 mit Ausblick auf das Jahr 2020, Basel, Dezember 2002. Im Rahmen der «Energieperspektiven Schweiz» wurden für den Elektrizitätsverbrauch der Haushalte detaillierte Analyse- und Prognosemodelle entwickelt. Für alle grossen Elektrogeräte (Elektroherd, Kühlgerät, Gefriergerät, Kühl-/Gefrierkombination, Waschmaschine, Tumbler, Wäschetrockner, Geschirrspüler) und für Fernsehgeräte wurden die Elektrizitätsverbräuche jahresweise in Kohorten abgebildet.
- ²⁸ Artikel 89. Abs3. der Bundesverfassung: 3 Der Bund erlässt Vorschriften über den Energieverbrauch von Anlagen, Fahrzeugen und Geräten. Er fördert die Entwicklung von Energietechniken, insbesondere in den Bereichen des Energiesparens und der erneuerbaren Energien.
- ²⁹ Prognos a.a.O. 2002, S.12.
- ³⁰ Campbell et al., 2002, Seite 229
- ³¹ schweizerisches Bundesamt für Konjunkturfagen (Ravel): Elektrizität im Wärmesektor, Bern 1991
- ³² Eicher, Hanspeter: Bedeutung der Wärme-Kraft-Kopplung, Blockheizkraftwerke im Energiekreislauf, Technische Rundschau 1/90
- ³³ Kurt Marti: 4-Rappen-Strom gegen Wärmekraftkopplung, in: Energie & Umwelt Nr.4/98 S.12-14. Hg. Schweizerische Energiestiftung.
- ³⁴ Campbell et al., 2002, Seite 224
- ³⁵ Schweizer Energiefachbuch 2003 S. 72 f.

Teil 4 Die Sonne kommt

- ¹ Spiegelkonstruktionen, welche die Sonnenstrahlung auf einen Brennpunkt konzentrieren.
- ² IEA: Experience Curves for energy Technology Policy, Paris 2000, S.21
- ³ Vgl. Die Anstrengungen des Technikums Rapperswil bei der Entwicklung von standardisierten Anlagen zur solaren Warmwasservorwärmung.
- ⁴ Photon 10/2002, Seite 53
- ⁵ Siehe dazu den Bericht von Winfried Hoffmann, Geschäftsführer der RWE Solar GmbH, erschienen als PDF-Dokument unter www.rwe.solar.com.
- ⁶ Czisch 2001, Schlussbericht der Enquete-Kommission des Bundestages zur «Nachhaltigen Energieversorgung», 2002, Kapitel 4.3.6.
- ⁷ Schlussbericht der Enquete-Kommission des Bundestages zur «Nachhaltigen Energieversorgung», 2002, Kapitel 4.3.6.
- ⁸ Joachim Radkau: Natur und Macht, eine Weltgeschichte der Umwelt, S. 160ff.
- ⁹ Bundesamt für Energie: Schweizerische Holzenergiestatistik 1998
- ¹⁰ Schlussbericht der Enquete-Kommission des Bundestages zur «Nachhaltigen Energieversorgung», 2002, Kapitel 4.3.6.
- ¹¹ eigene Berechnungen, beruhend auf Vereinigung Holzenergie: Energieholzversorgung, o.J.
- ¹² Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie, <http://www.sses.ch/index.shtml?init!multi/bilddb/index.html>
- ¹³ Schlussbericht der Enquete-Kommission des Bundestages zur «Nachhaltigen Energieversorgung», 2002, Kapitel 4.3.6.
- ¹⁴ Schlussbericht der Enquete-Kommission des Bundestages zur «Nachhaltigen Energieversorgung» 2002, Kapitel 4.3.6.
- ¹⁵ Neuere Produktionsanlagen in Deutschland – z. Zt. im Pilotbetrieb – stellen aber in grösserem Umfang sog. Dünnschichtzellen(-module) auf der Basis von Kupferindiumdiselenid, Kupferindiumsulfid bzw. Cadmiumsulfid (CIS/CdS-Technologien: EPV/MVV AG, Würth/Marbach usw.) oder Cadmiumtellurit (BP Solar, Antec/Rudisleben) her. Schlussbericht der Enquete-Kommission des Bundestages zur «Nachhaltigen Energieversorgung», 2002. <http://www.bundestag.de/gremien/ener/schlussbericht/index.htm>
- ¹⁶ Christian Meier: Leistungstest Dünnschicht-Solarmodule, Schweizer Energiefachbuch 2003 S. 194f.
- ¹⁷ Schlussbericht der Enquete-Kommission des Bundestages zur «Nachhaltigen Energieversorgung», 2002, Kapitel 4.3.6.
- ¹⁸ Stefan Nowak: Solarstrom als Beitrag zum Klimaschutz, Erwartungen und Möglichkeiten, 2002
- ¹⁹ Schlussbericht der Enquete-Kommission des Bundestages zur «Nachhaltigen Energieversorgung», 2002, Kapitel 4.3.6.
- ²⁰ Pressemitteilung der Soluz Generación Solar s.l., Sevilla/Berlin
- ²¹ www.Geothermal.ch
- ²² Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2001, S.38. Wärmeproduktion 1884 GWh, Stromverbrauch 646 GWh, Gas- und Dieselverbrauch 29 GWh.
- ²³ Markus Stokar: Die Ökobilanz von Wärmepumpen und Blockheizkraftwerken, in: Umwelt Focus, Juni 2001, S.45–47
- ²⁴ so im sogenannten zirkumpazifischen Vulkangürtel
- ²⁵ Ladislav Rybach: Geothermie und Hot Dry Rock – weltweites Potential, Institut für Geophysik ETH Zürich, Typoskript des Referats vom 22. November 2001, vgl. auch Schlussbericht der Enquete-Kommission des Bundestages zur «Nachhaltigen Energieversorgung», 2002, Kapitel 4.3.6.
- ²⁶ Rybach spricht von 35000 TWh, vgl. Rybach a.a.O.
- ²⁷ Schlussbericht der Enquete-Kommission des Bundestages zur «Nachhaltigen Energieversorgung», 2002, Kapitel 4.3.6., 1081
- ²⁸ Schlussbericht der Enquete-Kommission des Bundestages zur «Nachhaltigen Energieversorgung», 2002, Kapitel 4.3.6.
- ²⁹ Bundesamt für Wasser und Geologie: Wasserkraftnutzung <http://www.bwg.admin.ch/themen/wkraft/d/wkrnutz.htm>
- ³⁰ In der Schweiz gilt die gesetzliche Einspeisevergütung von derzeit 15 Rp./kWh nur bis 1 MW Leistung.
- ³¹ Schlussbericht der Enquete-Kommission des Bundestages zur «Nachhaltigen Energieversorgung», 2002, Kapitel 4.3.6., Abbildung 2

- ³² Schlussbericht der Enquete-Kommission des Bundestages zur «Nachhaltigen Energieversorgung», 2002, Kapitel 4.3.6. alinea 1058

Teil 5 Windenergie

- ¹ Windpower Monthly Magazine, November 2002, Seite 40
- ² Worldwatch Institute, Vital Signs 2001 (New York: W.W. Norton & Co.), 2001, pp. 44–45
- ³ Ein «Growian»-Modell schweizerischen Typs im Bereich der Photovoltaik ist das Grosskraftwerk «Mont-Soleil» (Berner Jura). Statt der Förderung von hausintegrierten Kleinanlagen in grosser Stückzahl bauten die Bernischen Kraftwerke (BKW) auf der grünen Wiese eine einzige grosse 0,5- MW-Anlage. Dafür mussten Extra-Zuleitungen und ein spezieller Gross-Wechselrichter konstruiert werden, welcher dann längere Zeit den Dienst versagte. Das Projekt wurde dadurch sehr teuer. Die BKW nutzten das Projekt in der Folge zu Propaganda-Zwecken gegen die Photovoltaik, ähnlich wie die deutsche Elektrizitätswirtschaft mit dem GROWIAN lange Zeit gegen Windenergie opponierte. Die Landschaftsverunstaltung wurde zurecht kritisiert. Kosteneinsparungen durch die Integration in Dächer und Fassaden (anstelle von Ziegeln und konventionellen Aussenhüllen) konnten keine realisiert werden. Die Verbesserung der Wechselrichter durch hohe Stückzahlen überliess man Privaten.
- ⁴ C. Ender; Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland, Stand 30.06.2002, DEWI Magazin Nr. 21, August 2002, S.17 (DEWI 2002c)
- ⁵ Dipl.-Phys. Dr. Thomas Neumann, Dipl. Wirt.-Ing. Carsten Ender, Dipl.-Ing. Jens-Peter Molly: Studie zur aktuellen Kostensituation 2002 der Windenergienutzung in Deutschland vom 15.Oktober 2002, (DEWI 2002b) S. 49.
- ⁶ Dies. S. 36
- ⁷ Reuters News service 14. November 2001
- ⁸ Schätzung «The Windicator», Windpower Monthly Vol. 18, Nr.10, Oktober 2003, S.70
- ⁹ DEWI 2002b, S.27
- ¹⁰ Dipl.-Phys. Dr. Thomas Neumann, Dipl. Wirt.-Ing. Carsten Ender, Dipl.-Ing. Jens-Peter Molly: Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland (DEWI 2002a), S.27, DEWI Magazin Nr. 21, August 2002., Neumann 2002a
- ¹¹ Neumann et al., 2002a S.6
- ¹² «In Lake Benton, Minnesota, ...power from wind is dropping from 4.9 cents per kilowatt hour produced in old-style turbines to 2.8 cents for energy coming from the newest models.» http://cnniv.yellowbrix.com/pages/cnniiv/Story.nsp?story_id=15794989&ID=cnniv&scategory=Energy%3AAAlternative
- ¹³ Neumann et al., 2002a S.6 Der kalkulatorische Zins wird vom DEWI mit 7,45% angesetzt, basierend auf einem erwarteten Zins auf das Eigenkapital von 12% und einem Zinssatz für das Fremdkapital von 5,5%.
- ¹⁴ DEWI, 2002 b, S.23
- ¹⁵ BTM Consult, International Wind Energy Development, World Market update 2001, Ringkøbing 2002,S.45
- ¹⁶ Czisch, Gregor, Stefan Kronshage, Franz Trieb, Interkontinentale Stromverbünde – Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/fvs_2001_potsdam.pdf
- ¹⁷ Czisch, Gregor: Interkontinentale Stromverbünde – Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung, FVS Themen 2001, S. 52
- ¹⁸ Ders. S.57
- ¹⁹ Dies zeigt sich schon bei bestehenden HGÜ-Netzen, die noch nichts mit Wind zu tun haben. «Die Kabelverbindung zwischen Schweden und Polen (...) unterstützt die Stabilisierung der Stromerzeugung beider Länder, in denen die saisonalen und täglichen Schwankungen beim Energiebedarf sehr unterschiedlich sein können.» Leif Söderberg, Berndt Abrahamsson, Swepol Link setzt neue Umweltstandards für die Hochspannungs-Gleichstromübertragung, ABB-Technik 4/2001 S. 64
- ²⁰ Mit 60 Mio. €/GW für Umrichterstationen an beiden Enden der Leitung und 70 Mio. €/GW für 1000 km Freileitungen (700 Mio. €/GW für Seekabel)
- ²¹ Risø National Laboratory, Denmark, <http://www.windatlas.dk/landmap.htm>
- ²² Neue Energie 4/2002
- ²³ Hier gerechnet: Europäische Union, Norwegen und die Schweiz, vgl. Czisch, 2001
- ²⁴ Stanford Scientists Advocate Large-Scale Wind Power Program, Science, 24. August 2001

- ²⁵ Dipl. Geogr. Claus Pescha ENERCON GmbH, Entwicklung von Großwindenergieanlagen, Erfahrungen, Offshore Kongress Berlin 2001 S.VI-5
- ²⁶ Pescha, a.a.O.
- ²⁷ «wind power generation at sea is on course to be fully competitive with gas at today's price by as early as 2010», Windpower Monthly 1/2003 S.38
- ²⁸ Czisch ist nicht der einzige, der die Vollversorgung mit erneuerbaren Energien für möglich hält. Es gibt eine Reihe von Studien, die sich trendmässig in dieser Richtung äussern, vgl. z.B. Jörg Schindler, Werner Zittel (L-B-Systemtechnik): Anmerkungen zum Grünbuch «Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit», S. 37 ff.
- ²⁹ Vgl. Czisch, Size of Classes Of Sea Bottom with Different Depths within the Southern North Sea, a.a.O.
- ³⁰ Michael Penberton: Renewable Energy Construction Concepts, The Total Energy Extractor and Renewable Energy Islands, in: RE-Focus, The International renewable Energy Magazine, International Solar Energy Society, Nov/Dec. 2000 S. 41
- ³¹ Im ersten grossen dänischen offshore-Windfarm beträgt die Nutzungsziffer 7,3 MW/km², dabei wurden aber lediglich 2MW-Turbinen eingesetzt.
- ³² Verschiedene Meeresbodenprofile finden sich bei Czisch unter http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/Windenergie/offshoreflaechenauswahl_2.pdf
- ³³ J. P. Molly, T. Neumann, weiterer Ausbau der Windenergie im Hinblick auf den Klimaschutz, Deutsches Windenergie-Institut, DEWI, Tagungsband Offshore Wind Kongress 2001, Teil IV S. 9
- ³⁴ Kent Söbrink, Eltra: The challenge of wind power, o.J.
http://www.owen.eru.rl.ac.uk/workshop_4/pdfs/owen_KSobrink_The%20challenge%20of%20wind%20power.pdf
- ³⁵ Diese Schätzung ist eher konservativ. Die Oldenburg Projekt GmbH teilte dem Autor dazu folgendes mit: «Auf der Basis von Windmessungen für den Windpark Horns Rev und unter Verwendung der Windmessdaten einer BSH-Boje im Plangebiet, sowie weiterer meteorologischer Daten des Deutschen Wetterdienstes... wurde unter Verwendung einer 3-MW-Anlagen-Kennlinie durch die Overspeed GmbH & Co. KG eine Windpotential- und Energieertragsabschätzung durchgeführt. (Dipl.-Phys. Thomas Pahlke und Dipl.-Phys. Dr. H.-P. Waldl). Die Berücksichtigung von technischer Anlagenverfügbarkeit, Trafo- und Kabelverlusten sowie eines Ertragsicherheitsabschlages von insgesamt 17,7% ergab einen Gesamtenergieertrag (bezogen auf 120 WEA) von 1,353 GWh/a und damit eine Volllaststundenzahl von 3758 p.a. Dieser Wert ist als konservativ anzusehen, da aus der Ertragsabschätzung bei Verwendung «optimistischeren» meteorologischer Basisdaten von Inselstationen des Deutschen Wetterdienstes auf Helgoland oder Borkum auch Volllaststunden von 4500 p.a. zu erzielen sind. Da jedoch für die Nordsee, insbesondere in diesen Küstenentfernungen, keine weiteren Erfahrungswerte (außer den Bojendaten in geringer Höhe) vorliegen, wurde ein vorsichtiger Ansatz für die Berechnungen bei Sandbank 24 gewählt.» Email an den Autor vom 2.12.2002
- ³⁶ Zitate aus der Vorstudie Meeresumwelt der Arbeitsgemeinschaft mafriis.
- ³⁷ Deutsche Energie Agentur: Offshore-Wind und Naturschutz
http://www.offshore-wind.de/show_article.cfm?cid=61
- ³⁸ Prof. L. A. Koshcheev : Basic Principles Of Interstate Electrical Power Links Organization In North-East Asia, St-Petersburg, High Voltage Direct Current Power Transmission Research Institute, o.J.,
<http://www.nautilus.org/energy/grid/papers/koshcheev.pdf>
- ³⁹ Ackermann a.a.O. S. 54
- ⁴⁰ Ackermann a.a.O.
- ⁴¹ Thomas Ackermann: Transmission systems for offshore wind farms, renewable Energy World July–August 2002, S.48–60
- ⁴² Leif Söderberg, Berndt Abrahamsson, Swepol Link setzt neue Umweltstandards für die Hochspannungs-Gleichstromübertragung, ABB-Technik 4/2001
- ⁴³ dazu gehört z.B. der grössere Platzbedarf und der Backup-Bedarf an Wechselstrom. Dieser besteht auch, wenn der Wind nicht weht und muss z.B. auf Offshore-Plattformen mit Diesel-Generatoren bereitgestellt werden. Vhl. Ackermann a.a.O. S. 56
- ⁴⁴ Ackermann a.a.O. S. 58
- ⁴⁵ Kent Söbrink, Eltra: The challenge of wind power, o.J.
- ⁴⁶ VSE-Bulletin 2/1996 S.11ff.
- ⁴⁷ Bundesverband Windenergie WIND – NEWS 21.11.02

⁴⁸ BTM Consult 2002 a.a.O. S. 20

⁴⁹ NTM 2002, a.a.O. S. 41

⁵⁰ Windpower Monthly, Vol.19/No. 1, Januar 2003 S. 24

⁵¹ Krohn, Sören: Wind Energy Policy in Denmark, Status 2002, Danish Wind Industry Association, 22 February 2002, <http://www.windpower.dk/articles/energypo.htm>

⁵² Debra J. Lew , Robert H. Williams, Xie Shaoyong, Zhang Shihui: Industrial-Scale Wind Power in China, Center for Energy and Environmental Studies, Princeton University, 1996

⁵³ <http://www.solarserver.de/solarmagazin/eeg.html>

⁵⁴ EEG §7: Für Strom aus Windkraft beträgt die Vergütung mindestens 9,10 Cent pro Kilowattstunde für die Dauer von fünf Jahren gerechnet ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Danach beträgt die Vergütung für Anlagen, die in dieser Zeit 150 vom Hundert des errechneten Ertrages der Referenzanlage (Referenzertrag) gemäß dem Anhang zu diesem Gesetz erzielt haben, mindestens 6,19 Cent pro Kilowattstunde. Für sonstige Anlagen verlängert sich die Frist des Satzes 1 für jedes 0,75 vom Hundert des Referenzertrages, um den ihr Ertrag 150 vom Hundert des Referenzertrages unterschreitet, um zwei Monate. Soweit der Strom in Anlagen erzeugt wird, die in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen gemessen von den zur Begrenzung der Hoheitsgewässer dienenden Basislinien aus seewärts errichtet und bis einschließlich des 31. Dezember 2006 in Betrieb genommen worden sind, beträgt die Frist des Satz 1 sowie der Zeitraum des Satz 2 neun Jahre.

(2) Für Altanlagen gilt als Zeitpunkt der Inbetriebnahme im Sinne von Absatz 1 Satz 1 der Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes. Für diese Anlagen verringert sich die Frist im Sinne von Absatz 1 Satz 1 bis 3 um die Hälfte der bis zum Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes zurückgelegten Betriebszeit; sie läuft jedoch in jedem Fall mindestens vier Jahre gerechnet vom Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Gesetzes. (...)

(3) Die Mindestvergütungen nach Absatz 1 werden beginnend mit dem 1. Januar 2002 jährlich jeweils für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils eins Komma fünf vom Hundert gesenkt; die Beträge sind auf eine Stelle hinter dem Komma zu runden.(...)

§ 9 Gemeinsame Vorschriften:

(1) Die Mindestvergütungen nach §§ 4 bis 8 sind für neu in Betrieb genommene Anlagen jeweils für die Dauer von 20 Jahren ohne Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres zu zahlen, soweit es sich nicht um Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft handelt. Für Anlagen, die vor Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen worden sind, gilt als Inbetriebnahmejahr das Jahr 2000. (...)

⁵⁵ EEG § 10

Teil 6 Atomausstieg

¹ UCTE Union for the co-ordination of transmission of electricity , Half-yearly report 1/2002 S. 34

² www.smallhydro.ch

³ Nowak, Solarstrom als Beitrag zum Klimaschutz, Erwartungen und Möglichkeiten, a.a.O.

⁴ www.biomasseenergie.ch

⁵ www.fws.ch und www.holzenergie.ch

⁶ BFE: Energieverbrauch der Elektroheizungen, Analyse aufgrund der Temperaturabhängigkeit, Kurzbericht, Bern 1997

⁷ Prognos AG/Bundesamt für Energie: Die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs serienmässig hergestellter Elektrogeräte in der Schweiz unter Status-quo-Bedingungen und bei Nutzung der sparsamsten Elektrogeräte bis 2010 mit Ausblick auf das Jahr 2020, Basel, Dezember 2002.

⁸ Angaben: S.A.F.E. 2002/2003, Der Unterschied zu Prognos ist

a) Nutzungsdauer beim Ersatz gleich technische Lebensdauer

b) Ersatz Ohmsche Heizung durch Wärmepumpen erfolgt rascher

c) Anteil effizientes Licht (statt Glühlampe) etwas höher dank neuer Minisparlampe.

d) Einbezug gesamter Stromverbrauch, inkl. Gewerbe, Industrie, Verkehr, Motoren (Prognos hat nur die 55% serienmässige Geräte in Haushalt und Büro)

- ⁹ Prognos: Szenarien zu den Volksinitiativen «Strom ohne Atom» und «Moratorium Plus», BFE, Bern 2000
- ¹⁰ CO₂-neutraler Ersatz der Atomenergie, Zusatzbericht 5. April 2002, S. 5
- ¹¹ Prognos 2002
- ¹² Der Geräteverbrauch geht dann bis 2020 um 6100 GWh zurück. Dies entspricht 11,5 % des Endverbrauchs.
- ¹³ Bundesamt für Energie: CO₂-neutraler Ersatz der Atomenergie, Zusatzbericht, April 2002
Infras: CO₂-neutraler Ersatz der Atomenergie, Inputs zu forcierter Windenergie-Nutzung, Hrsg. Bundesamt für Energie, Verfasser: Stefan Kessler, Rolf Iten, April 2002
Prognos AG: Diskussionspapier: Ersatz der Kernenergie durch importierten Windstrom?, Verfasser Konrad Haker, Basel 2002
- ¹⁴ «[Es] wird ersichtlich, dass bereits heute sowohl bei Onshore- als auch bei Offshore-Anlagen bei guten Standorten mit Energiegestehungskosten am Netzeinspeisepunkt von 5 bis 8 Rappen pro kWh gerechnet werden kann.» (Infras a.a.O. S. 16)
- ¹⁵ «Die Kosten der Stromübertragung auf der Hochspannungsebene liegen derzeit entfernungsunabhängig bei etwas über 1 Rp./kWh.» Prognos, a.a.O. S. 14
und: «Wird als Extremfall angenommen, dass speziell für den Transport von Windenergie in die Schweiz eine HGÜ-Trasse mit 5 GW Nennleistung vom Nordseeraum in die Schweiz (angenommene Distanz 2000km, alles Freileitungen) gebaut werden müsste und dies keine Allgemeinlast darstellt, so wäre (...) vor Berücksichtigung der Übertragungsverluste mit Kapital- und Unterhaltskosten von rund 0,5 Rp./kWh zu rechnen.» (Infras S. 18)
- ¹⁶ Auf dem Meer gibt es mehr Wind und höhere Windgeschwindigkeiten. Vgl. Infras a.a.O. S. 16
«[Es] wird ersichtlich, dass bereits heute sowohl bei Onshore- als auch bei Offshore-Anlagen bei guten Standorten mit Energiegestehungskosten am Netzeinspeisepunkt von 5 bis 8 Rappen pro kWh gerechnet werden kann.»
- ¹⁷ Schätzung «The Windicator», Windpower Monthly Vol. 18, Nr.10, October 2003, S.70
- ¹⁸ Bundesamt für Energie: CO₂-neutraler Ersatz der Atomenergie, Zusatzbericht, April 2002, S. 6

Teil 7 Was die Politik leisten muss

- ¹ Jared Diamond: Arm und Reich. Die Schicksale menschlicher Gesellschaften, Frankfurt a.M. 2000
- ² Allerdings kamen auch nichtnachhaltige Nutzungsformen vor, insbesondere in Form der Abholzung ohne Walderneuerung. Diese waren aber örtlich und zeitlich limitiert, d.h. sie stiessen an ihre eigenen Grenzen. Vgl. R.P. Sieferle: Der unterirdische Wald, C.H. Beck, München, 1982
- ³ Der unterirdische Wald. Energiekrise und Industrielle Revolution. München: Beck 1982; siehe auch: Rolf Peter Sieferle: Das vorindustrielle Solarsystem, in: Hans Günter Brauch, Energiepolitik, Berlin 1997
- ⁴ Campbell et al. 2002 S. 186ff.
- ⁵ Wise/NIRS Nuclear Monitor: U.S. BUDGET REQUEST: TAX DOLLARS FOR NUCLEAR UTILITIES, 21.2.2003
- ⁶ «DOE specifically selected the Very High Temperature Reactor (VHTR) as a design of interest for the Nuclear Power 2010 program because it could be coupled with hydrogen production.» DOE wants to «enabl(e) an industry decision to deploy at least one new advanced nuclear power plant in the U. S. by 2010... it will cost-share with industry» up to 50%. In the past, DOE has given money to its research labs or encouraged regulations that favor the industry. This proposal would actually *give* money to nuclear companies, like Exelon, to build new reactors. Its stated intent is to put the industry in a position to order new reactors by 2005.» Ebenda
- ⁷ schweizerisches Bundesamt für Konjunkturfragen (Ravel): Elektrizität im Wärmesektor, Bern 1991, S.3
- ⁸ Es ist immer effizienter, bei Stromüberschüssen zuerst die fossile Stromerzeugung zurückzufahren, bevor die Speicherung über Wasserstoff gesucht wird.
- ⁹ Entwickelt vom Schweizer Umwelthistoriker Christian Pfister: Das 1950-er Syndrom – die Epochenschwelle der Mensch-Umwelt-Beziehung zwischen Industriegesellschaft und Konsumgesellschaft. in: Gaia 3/2 1994, S. 71–90.
- ¹⁰ Campbell et al. 2002, S.186f. a.a.O.
- ¹¹ Schweizerische Bundesverfassung: «Bund und Kantone setzen sich im Rahmen ihrer Zuständigkeiten ein für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch.» (Energieartikel: Art. 89 Abs.1)
- ¹² Hans-Joachim Ziesing: Internationale Klimaschutzpolitik vor großen Herausforderungen, DIW-Wochenbericht 34/02

- ¹³ Zertifikate sind nichts anderes als ein Produktionsnachweis für erneuerbaren Energien; sie können als eine Art Währung betrachtet werden, denn sie sind frei handelbar. Die Regierung überwacht lediglich, dass jeder Stromerzeuger entsprechend seiner Produktion an erneuerbaren Energien Zertifikate erhält und dass diese nach Einlösung durch die Lieferanten korrekt entwertet werden.
- ¹⁴ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, Berlin 1999. S.220
- ¹⁵ BFE: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2000, ausgearbeitet durch Urs Kaufmann, Dr.EICHER+PAULI AG, Liestal Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Oktober 2001
- ¹⁶ IEA: Energy prices and taxes, 4/2002
- ¹⁷ Jahresbericht EnergieSchweiz 2001/2002 S. 5
- ¹⁸ Ohne Auslandsflüge; Inlandprinzip gemäss CO₂-Gesetz
- ¹⁹ Jahresbericht Energie Schweiz 2001/2002
- ²⁰ Ziele beim Strom: «Wasserkraftnutzung stabil, neue erneuerbare Energien plus 0,5 TWh (+1%)» vgl. Jahresbericht Energie Schweiz 2001/2002
- ²¹ Vgl. dazu: Umweltbericht beider Basel 2002, S.81.
- ²² das sogenannte Umweltabonnement
- ²³ Vgl. Thomas, Stefan, Matthias Wissner, Kora Kristof, Wolfgang Irrek: Die vergessene Säule der Energiepolitik, Energieeffizienz im liberalisierten Strom- und Gasmarkt in Deutschland, Vorschläge des Wuppertal Instituts, Wuppertal Spezial 24, 2002
- ²⁴ von Weizsäcker, Ernst Ulrich / Lovins, Amory B. / Lovins, L. Hunter: Faktor vier – Doppelter Wohlstand – halbiertes Naturverbrauch, Der neue Bericht an den Club of Rome, Droemer Knaur Verlagsanstalt, München, 1995; Rudolf Rechsteiner: Sind hohe Energiekosten volkswirtschaftlich ungesund? Eine Untersuchung über Energiepreise und Prosperitätsindikatoren in zwölf Ländern, in: Gaia 6/1993 S.310-327
- ²⁵ «Based on a 1998 sample, the (long-run) price elasticity of intensity is assessed at 1.17, clearly not smaller than 1, refuting the allegation that lower prices guarantee lower bills. ... industrial nations with a high price (tax) policy reveal the smaller budget shares of electricity bills in GDP. High end-use prices (taxes) are not harmful to the economies, but a necessity to trigger efficiency, while efficiency seems not feasible without high end-use prices. Nations as an aggregate react on electricity budget shares that they try to keep within acceptable / affordable boundaries. The analysis confirms that there still exist huge unexploited efficiency potentials, but once the physical limits of efficiency are attained, that non-energy policies must take over to limit energy consumption.» Aviel Verbruggen: Stalemate in energy markets: Supply Extension versus Demand Reduction University of Antwerp, November 2002
- ²⁶ Thomas, Stefan, Matthias Wissner, Kora Kristof, Wolfgang Irrek: Die vergessene Säule der Energiepolitik, Energieeffizienz im liberalisierten Strom- und Gasmarkt in Deutschland, Vorschläge des Wuppertal Instituts, Wuppertal Spezial 24, 2002
- ²⁷ Vgl. Thomas et al. A.a.O.
- ²⁸ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, Berlin 1999. S.220
- ²⁹ United States Department Of Energy: Making Connections, Case Studies Of Interconnection Barriers And Their Impact On Distributed Power Projects, May 2000
- ³⁰ AWEA Policy Director Jim Caldwell: Plan Transmission Lines, System Policies To Make Use Of Wind, Awea Urges Panel, wind energy weekly Nr. 957, 10.8.2001
- ³¹ im schweizerischen Elektrizitätsmarktgesetz, dass allerdings in einer ersten Fassung vom Volk abgelehnt wurde, war eine solche Regelung enthalten: Art.5 Abs.2 Die Durchleitungsvergütungen werden je Ausseispunkt bei den Endverbraucherinnen und -verbrauchern erhoben.
- ³² Wenn Windkraftwerke überkritisch gebaut werden, dann werden die Stromleitungen nicht auf die volle Leistung der Windfarm ausgelegt. Der Strom wird in separaten Versorgungskreisen verbraucht (z.B. Fabrik oder Entsalzungsanlage) oder speziellen Anlagen gespeichert (Wasserstoff, Wasserkraftwerk mit Speicher usw.)