

Schweiz erneuerbar!

Unterwegs zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

Dr. Rudolf Rechsteiner, Basel

Februar 2009

Im Auftrag der Sozialdemokratischen Partei der Schweiz

Executive Summary

Die Schweiz besitzt alle Voraussetzungen, um sich in Zukunft ganz aus erneuerbaren Energien zu versorgen. Allein zur Stromerzeugung betragen die einfach erschliessbaren Potentiale bis 2030 ohne nennenswerte Beanspruchung der Umwelt über 90'000 GWh oder **das Drei- bis Vierfache der bisherigen Stromerzeugung aus Atomkraftwerken** (25'000 GWh). Berechnet man die **technischen Potentiale** von Wind, Sonne und Geothermie, so liesse sich über **120 mal mehr Strom erzeugen als die Schweiz derzeit verbraucht**.

Bahnbrechende energiepolitische Veränderungen...

Die erneuerbaren Energien befinden sich weltweit auf einer dynamischen Aufholjagd, mit jährlichen Zuwachsraten der Neuinstallationen von 30% bis 60% (Wind, Sonne). Viele erneuerbare Energien und nahezu alle Investitionen in die Energieeffizienz sind wirtschaftlich, wenn man die Kosten über den ganzen Lebenszyklus berücksichtigt. Wo dies noch nicht der Fall ist – bei der Photovoltaik –, führen industrielle Massenproduktion und Innovationen eine rasche Verbilligung herbei. Die Netzparität – gleiche Preise wie für Strom aus der Steckdose – ist auch in unseren Breitengraden bis 2020 zu erwarten.

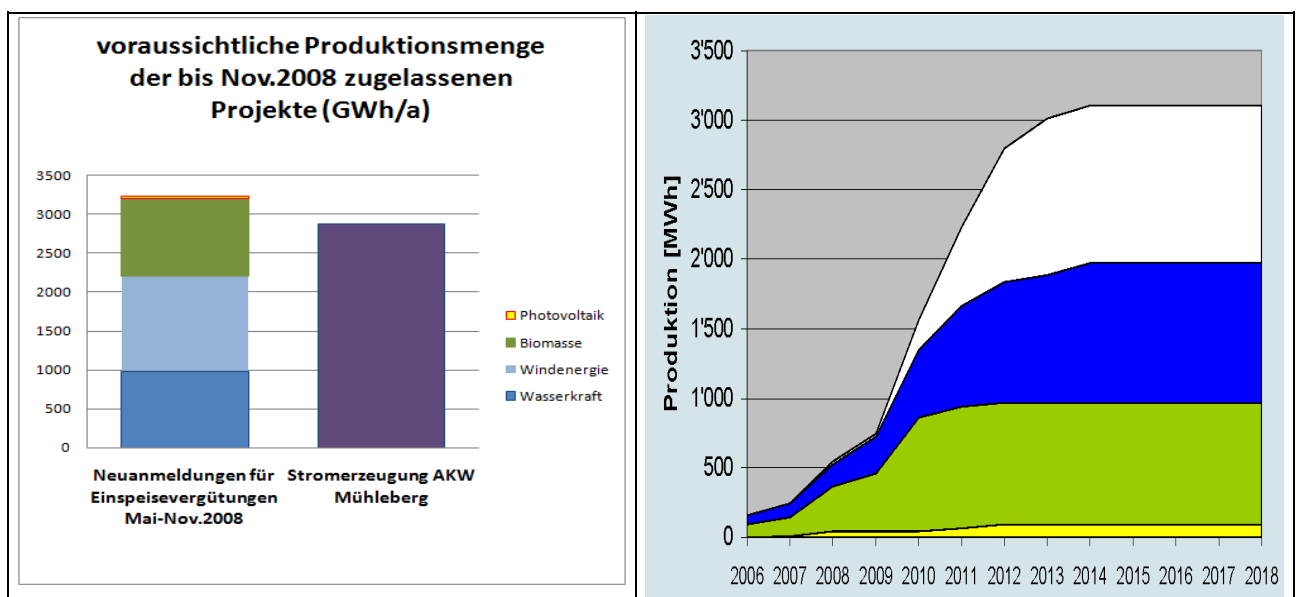
Die Kosten der nichterneuerbaren Energien (Öl, Gas, Kohle, Uran) haben sich seit dem Jahr 2000 vervielfacht. Der Ölpreis stieg im Sommer 2008 auf 147\$ pro Fass und liegt auch nach dem krisenbedingten Kollaps der Nachfrage noch doppelt so hoch wie in den 90er Jahren. Die Förderung von Erdöl ist in wichtigen Erzeugerländern rückläufig (USA, Norwegen, Grossbritannien, Mexiko, Russland). Dieser Rückgang wird sich beschleunigen und schafft Versorgungs- und Preisrisiken. Vorausschauendes Handeln ist geboten, auch und gerade hinsichtlich Klimaschutz und Lebensgrundlagen.

...und Erfolge auch in der Schweiz

Trotz erbittertem Widerstand der Wirtschafts- und Gewerbeverbände und der Öl- und Atomlobby ist es in den letzten Jahren gelungen, einige energiepolitische Ziele durchzusetzen. Dazu gehören die Einspeisevergütungen für Strom, die strengeren Energieverbrauchsvorschriften, die (noch zu geringe) CO₂-Abgabe für Neu- und Umbauten und der Start eines Gebäudesanierungsprogramms.

8 Monate lang Einspeisevergütungen bringen Ersatz eines AKW

Die Einführung von Einspeisevergütungen hatte in der Schweiz sensationelle Auswirkungen.



Figur 1 erwartete angemeldete Strommengen (GWh) aller bewilligten Projekte im Vergleich

Figur 2 geschätzte Bau- und Lieferzeiten gemäss Bundesamt für Energie

Es zeigte sich, dass in der kurzen Zeit von Mai 2008 bis Januar 2009 neue Projekte angemeldet wurden, die ein ganzes AKW von der Grösse Mühleberg (355 MW) ersetzen können. Das Bundesamt für Energie bezifferte die zusätzlich angekündigte Stromerzeugung dieser Projekte auf 3229 GWh (Stand November 2008). Die Frist bis zur Inbetriebnahme wird auf drei bis vier Jahre veranschlagt. Das ist viermal schneller als die Bau- und Planungszeit für neue Atomkraftwerke.

Die im Gesetz vorgesehene Begrenzung der Vergütungen führte Ende Januar 2009 zu einem Genehmigungsstopp. Sehr viel mehr Projekte wären möglich, wenn das Gesetz – wie in Deutschland – erneuerbare Energien unbegrenzt zulassen würde. Heute gilt in der Schweiz faktisch ein Projektierungsstopp für saubere Energien, und dies ist punkto Innovation, Kontinuität, Kostensenkung und Erhalt von Arbeitsplätzen eine Katastrophe. Gefordert ist heute ein „clean new deal“. Die Schweiz soll an den aufstrebenden neuen Industrien teilhaben statt mit neuen Atomkraftwerken auf Technologien zu setzen, deren Marktanteil seit Jahren rückläufig verläuft.

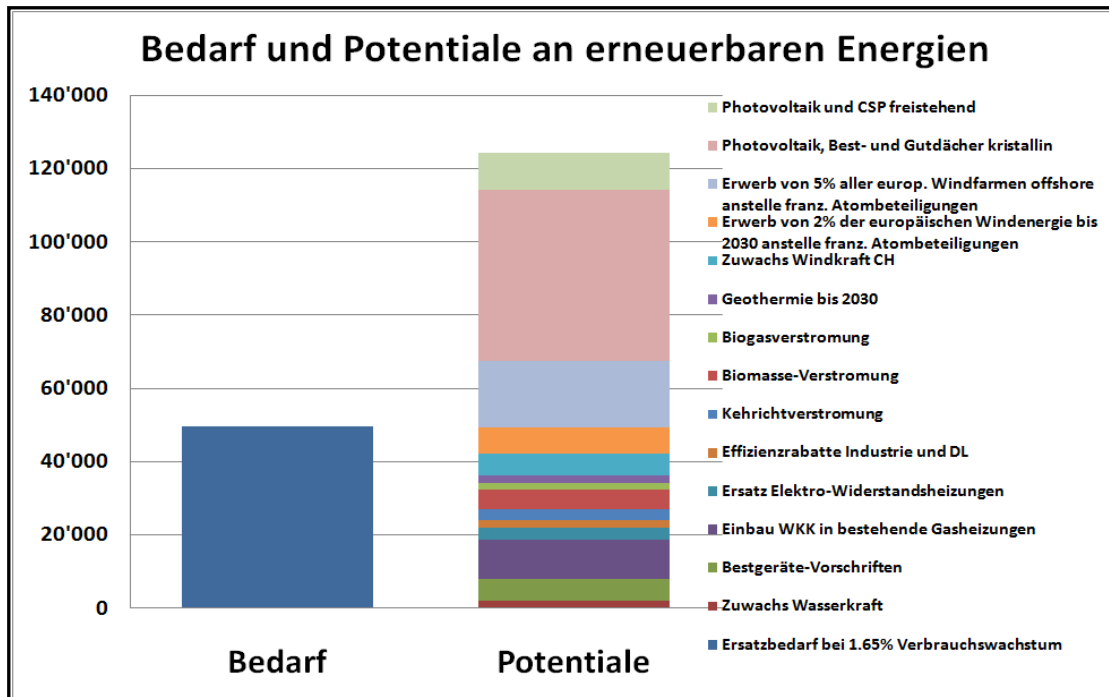
Der Weg zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

Die Umstellung zur 2000-Watt-Gesellschaft, basierend zu 100% auf erneuerbaren Energien, erfolgt in drei Sektoren:

- Im Immobiliensektor ist die **Effizienzrevolution** bereits im Gang. **Minergie** und **Minergie-P** setzen sich durch. Der Wärme- und Strombedarf lässt sich mit einheimischen Technologien und Ressourcen decken: aus der Gebäudehülle (Solarthermie, Photovoltaik), aus dem Boden (Biomasse, untiefe Geothermie) und aus der Luft (Wärmepumpen). Die **Neubauten werden zunehmend zu energetischen Selbstversorgern** oder zu **Stromlieferanten**; Altbauten beziehen den Restbedarf an Fremdenergie zunehmend aus **erneuerbarem Strom**.
- Im Privatverkehr wird der Anteil des **öffentlichen Verkehrs** und des **Langsamverkehrs** (Velo, Fussgänger) weiter ansteigen, im Privatverkehr werden die **Fahrzeuge leichter, effizienter und zunehmend elektrisch (aus erneuerbaren Energien) betrieben**, was bei knapper werdendem Benzin wirtschaftlich interessant ist und in der Luftreinhaltung grosse Verbesserungen bringt. Für eine vollständige Umstellung der Schweiz auf elektrische Propulsion braucht es etwa 1200 offshore-Windturbinen neuester Bauart (6 MW) oder eine verstärkte Nutzung der Dachflächen im Inland zur Erzeugung von Solarstrom.
- Der Stromsektor wird in Zukunft viel breiter **diversifiziert** und schrittweise auf **erneuerbare Energien** und **effizientere Nutzung** umgestellt. Neue Atomkraftwerke und Gaskraftwerke werden keine gebaut. An ihre Stelle treten Strom aus **Biomasse**, ein moderater Ausbau der **Wasserkraft** (inkl. Modernisierung bestehender Werke), **Windenergie aus dem In- und Ausland**, **Photovoltaik**, **Geothermie** und **Wärme-Kraft-Kopplung**; eine **Best-Technik-Richtlinie** sorgt für durchgehend effizientere Geräte und setzt den **Ersatz von Elektro-Widerstandsheizungen** durch Pellet-Öfen und Wärmepumpen durch. Wo noch mit Erdgas geheizt wird, wird mit **Wärme-Kraft-Kopplung** auch Strom erzeugt; dieser zusätzliche Strom wird teilweise in Wärmepumpen verwendet, welche Ölheizungen ersetzen. Grosse CO₂-Reduktionen sind so möglich.

Die Reduktion des Primärverbrauchs von 6000 auf 2000 Watt Dauerleistung erfolgt hauptsächlich durch eine **Reduktion der riesigen Energieverluste**, wie sie in thermischen Kraftwerken und in Verbrennungsmotoren heute stattfinden. Neue Energiequellen und intelligente Technik macht es möglich. Die Umstellung auf erneuerbare Energien ist eine der grössten Geschäftsgelegenheiten seit Erfindung der Dampfmaschine. Die technischen Voraussetzungen für eine sichere, dauerhafte und kostengünstige Energieversorgung ohne Gefährdung der Lebensgrundlagen sind gegeben. Länder wie Deutschland, Spanien und Dänemark haben diesen Weg vorgespurt. Dank diesen Pionieren wurden die Gestehungskosten der „cleantech“-Industrien stark gesenkt. Der Boom ist deshalb nicht mehr zu stoppen und es ist höchste Zeit, dass er auch in der Schweiz statt findet.

Für eine Vollversorgung aus erneuerbaren Energien bis 2030 ergibt sich ein Ersatz- und Zusatzbedarf aus erneuerbaren Energien zwischen 24 TWh und 49 TWh im Elektrizitätssektor, je nach Höhe des Verbrauchszuwachses. Dieser **zusätzliche Strom** dient der Substitution von fossilen Energien; zudem werden die Atomkraftwerke nach spätestens 40 Jahren Betrieb stillgelegt.



Figur 3 Ersatzbedarf und Potentiale

Möglichkeiten zur Deckung dieses Ersatzbedarfs sind ausreichend vorhanden. Das Potential ist schier unendlich gross, wenn wir die Potentiale der Wind- und Solarenergie insgesamt in Betracht ziehen:

- Selbst bei einem weiteren Anstieg des Stromverbrauchs (+1,65 %, Durchschnitt der letzten 10 Jahre) sind die Möglichkeiten zur Bedarfsdeckung im Inland doppelt so gross wie der Bedarf, wenn wir jene Grössen einbeziehen, die wir realistischerweise brauchen.
- Bezieht man auch die freistehende Photovoltaik ein, lässt sich die Stromerzeugung **jeweils um 4,6 TWh oder 8 Prozent des heutigen Verbrauchs steigern**, wenn pro Schweizer Gemeinde jeweils **eine Hektare (eineinhalb Fussballfelder)** für Freiflächenanlagen genutzt werden. Diese Option gilt eventualiter, denn bereits die bestehenden Schweizer Dächer (Best- und Gutdächer) können mit 46,8 TWh auf Best- und Gutdächern mehr Strom liefern als alle Wasserkraftwerke zusammen.
- Zieht man zudem noch in Betracht, dass wir uns in einem offenen europäischen Strombinnenmarkt bewegen, dann eröffnen sich grosse Potentiale in stark bewindeten, dünn besiedelten Gebieten der Nachbarländer.
- Zudem gibt es in den untiefen Zonen der Nordsee (<50 m Tiefe) nach dem heutigen Stand der Technik eine Strommenge erzeugen, die ungefähr dem Welt-Stromverbrauch entspricht.

Die Handlungsspielräume sind also sehr gross. Wenn wir sie in der ganzen Bandbreite nutzen wollen, dann sollte der faktische Boykott dieser Optionen, wie ihn die Schweizer Elektrizitätswirtschaft mit ihrem Nicht-Engagement bei den erneuerbaren Energien¹ und ihrer Obstruktion gegen Energieeffizienz² praktiziert, dringend beendet werden.

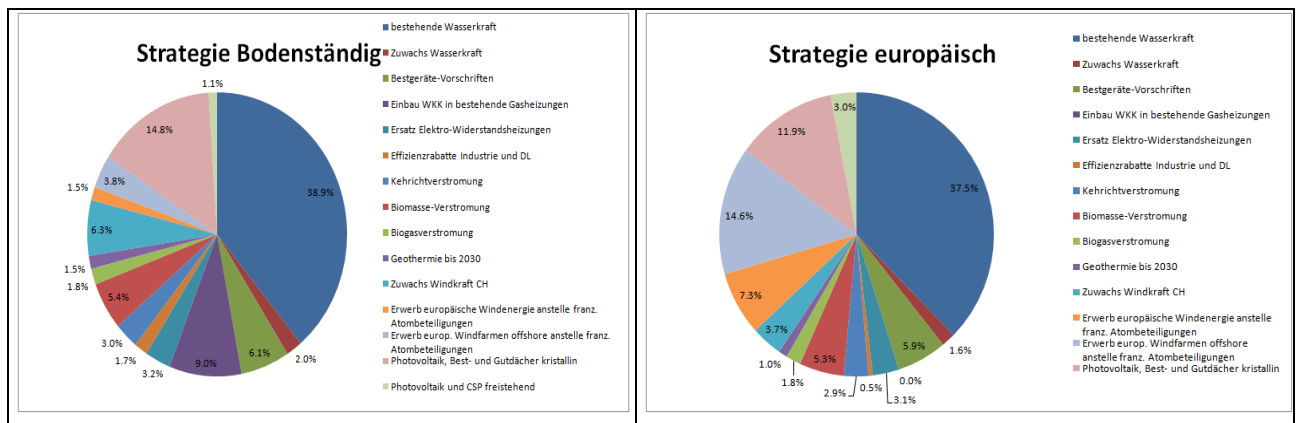
¹ Die Axpo meidet Investitionen in grosse Windfarmen wie die Pest und setzt alles auf die Karte Atomenergie. Die Energie-Baden-Württemberg, Nachbar von Axpo, investiert derzeit 3 Milliarden Euro in offshore Windfarmen.

² Der Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke bekämpft das Verbot von Elektro-Widerstandsheizungen und deren Ersatz durch Wärmepumpen.

Drei Strategien für die Schweiz

	Potential GWh 2025/2030	Bodenständig		europäisch		Innovativ	
		Nutzungstiefe	realisiert 2030 GWh	Nutzungstiefe	realisiert 2030 GWh	Nutzungstiefe	realisiert 2030 GWh
bestehende Wasserkraft	37000		37000		37000		37000
Zuwachs Wasserkraft	2000	95%	1900	80%	1600	50%	1000
Bestgeräte-Vorschriften	6100	95%	5795	95%	5795	80%	4880
Einbau WKK in bestehende Gasheizungen	10700	80%	8560	0%	0	0%	0
Ersatz Elektro-Widerstandsheizungen	3200	95%	3040	95%	3040	95%	3040
Effizienzrabatte Industrie und Dienstleistungen	1995	80%	1596	25%	499	80%	1596
Kehrichtverstromung	3000	95%	2850	95%	2850	95%	2850
Biomasse-Verstromung	5450	95%	5178	95%	5178	95%	5178
Biogasverstromung	1830	95%	1739	95%	1739	95%	1739
Geothermie bis 2030	2000	70%	1400	50%	1000	90%	1800
Zuwachs Windkraft CH	6000	100%	6000	60%	3600	55%	3200
Erwerb europäische Windenergie anstelle franz. Atombeteiligungen	7200	20%	1440	100%	7200	50%	3600
Erwerb Windfarmen offshore anstelle franz. Atombeteiligungen	18000	20%	3600	80%	14400	80%	14400
Photovoltaik, Best- und Gutdächer kristallin	46800	30%	14040	25%	11700	60%	28080
Photovoltaik und CSP freistehend	10000	10%	1000	30%	3000	60%	6000
Total Effizienz + Erneuerbare	161275		95137		98600		114362

Beim Umstieg auf eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien unterscheiden wir drei Strategien: *bodenständig*, *europäisch*, oder *innovativ*.



Figur 4 Strommix Strategie *bodenständig*

Figur 5 Strommix Strategie *europäisch*

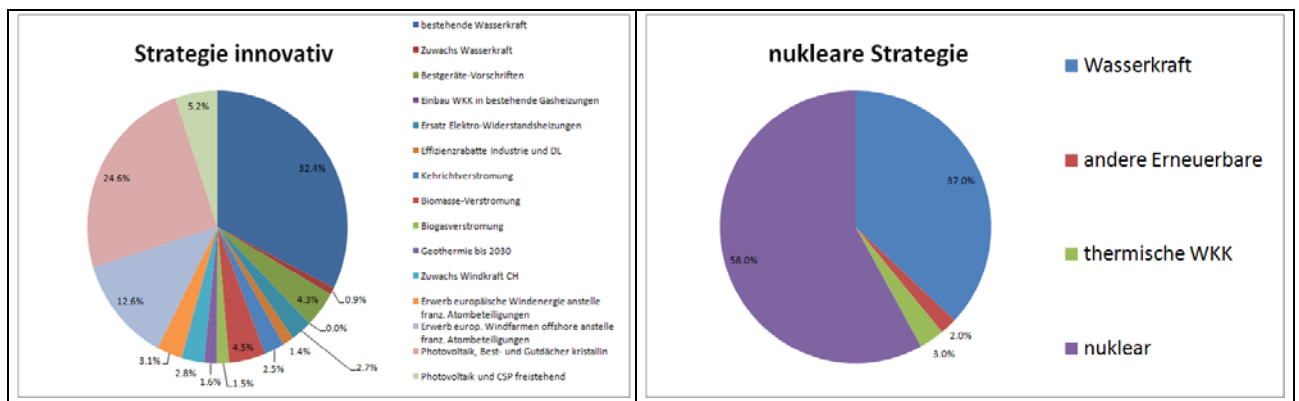
Die Strategie ***bodenständig*** behält ein **Maximum an Wertschöpfung in der Schweiz**, setzt deshalb **am meisten** auf Investitionen in die Energieeffizienz inkl. **Wärme-Kraft-Kopplung bei bestehenden Gasheizungen** sowie auf die **inländischen** Energieträger **Wasserkraft, Biomasse, Kehricht und Wind**, engagiert sich zudem vorerst wenig in den noch teureren Techniken Photovoltaik und Geothermie. Die Strategie **verzichtet weitgehend auf die Beschaffung von Strom aus dem Ausland** oder überlässt solche Käufe dem freien Markt.

In der Strategie ***europäisch*** werden Energieeffizienz, Windenergie, Photovoltaik und Geothermie etwas weniger ehrgeizig verfolgt und auf Wärme-Kraft-Kopplung in bestehenden Gasheizungen wird ganz verzichtet. Stattdessen erwerben die schweizerischen Stromlieferanten **Beteiligungen an europäischen Windfarmen (über 10'000 MW)** und (zeitlich etwas später) Beteiligungen an

Solarfarmen. **Diese Beteiligungen in europäischen Nachbarländern ersetzen die bisherigen Beteiligungen am französischen Nuklearpark.**

Die Nutzung von Windenergie wächst im In- und Ausland ungebremst weiter. Im Jahre 2008 wuchs der Markt (neu installierte Leistung) weltweit um 38% auf 27'000 MW. Vorbehalte punkto Integration ins Stromnetz und punkto Landschaftsbild weichen einer differenzierten Betrachtung.

Windstrom wird deshalb zunehmend anstelle von Atomstrom importiert. Wenn es stark windet, sinken die Strompreise. Ein Teil der Windenergie wird in Stauseen zu Spitzenstrom veredelt und als teurer Spitzenstrom exportiert. Ein anderer Teil der Stromimporte dient dem Eigenverbrauch. Dies ist bereits heute so, denn die Schweiz ist seit drei Jahren Stromimportland. Die Bedeutung der Stromdrehscheibe Schweiz steigt, was steigende Gewinne verspricht. Die Netzanbindung an die EU-Länder wird verstärkt. Neue Windbeteiligungen im Ausland erhöhen die Versorgungssicherheit auch bei uns.



Figur 6 Strommix im Strategie innovativ

Figur 7 Strommix bei einer Umsetzung des nuklearen Ausbauprogramms

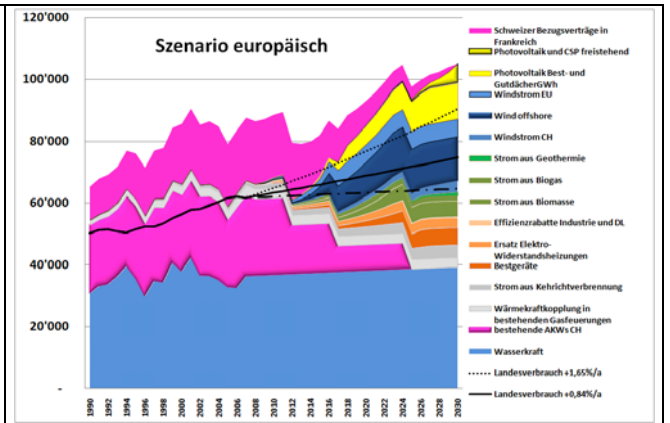
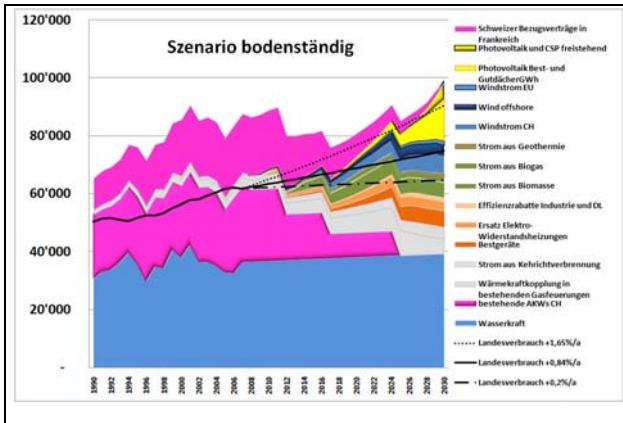
Die **Strategie innovativ** setzt etwas weniger auf europäische Vernetzung (bzw. überlässt diese eher ganz dem Markt) und entwickelt stattdessen **neue einheimische Ressourcen**. Es wird **viel mehr Geld als bisher in Photovoltaik und Geothermie** investiert, was punkto Strom etwa dieselben Erträge bringt wie die anderen zwei Strategien, aber anfänglich etwas höhere Kosten verursacht. Bei dieser Strategie steigen die Chancen, dass die Schweiz zu einem wichtigen Technologie-Standort für moderne Energien wird.

Die **Verbesserung der Energieeffizienz** kommt **in allen drei Szenarien** stark zum Zug. Durch die Preisentwicklung an den Energiemärkten ist die Energieverschwendung für niemanden mehr wirklich interessant, nicht einmal mehr für die grossen Stromkonzerne, die inzwischen an den europäischen Märkten höhere Erlöse erzielen als mit subventioniertem Strom für Elektro-Widerstandsheizungen.

Die **nukleare Strategie** der Atomkonzerne ist keine realistische Option. Mit dem Neubau von Atomkraftwerken wird das bisherige Klumpenrisiko noch vergrössert. Die erneuerbaren Energien fallen weiter zurück. Die Schweiz gerät in Abhängigkeit von ausländischen Lieferungen punkto Technik (Atomreaktoren), Rohstoffe (Uran usw.) und know how (Brennstäbe, Entsorgung usw.). Im geschrumpften Markt für Atomtechnik sind keine schweizerischen Hersteller mehr aktiv.

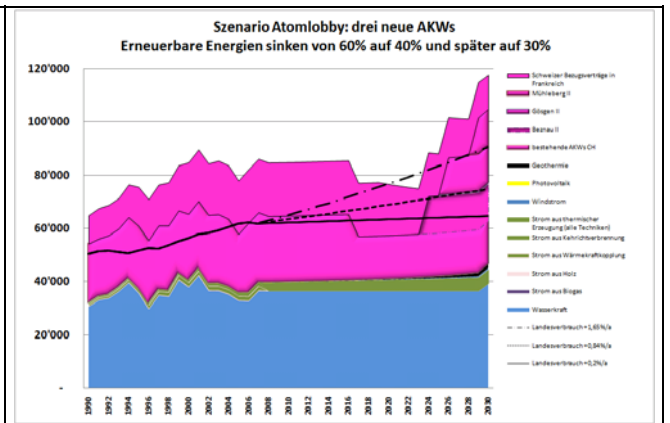
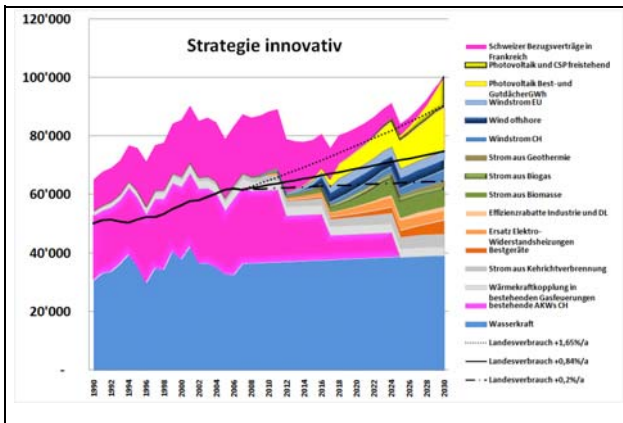
Nicht nur die „Hardware“, sondern auch das Personal ist knapp und müsste aus dem Ausland rekrutiert werden, weil an den hiesigen Universitäten kaum mehr Spezialisten ausgebildet werden. Die Risiken der Atomenergie nach wie vor unbeherrscht und unversicherbar. Die Folgekosten für spätere Generationen sind schwer zu beziffern. Atomkraftwerke sind in der Bevölkerung kaum mehrheitsfähig, wenn es saubere Alternativen gibt, die im benachbarten Ausland intensiv genutzt werden, nur bei uns nicht.

Die Strategien im Vergleich



Figur 8 Strategie bodenständig 1990-2030

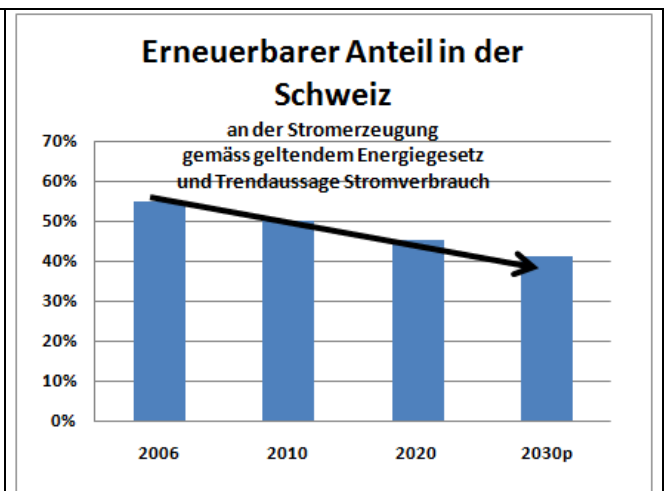
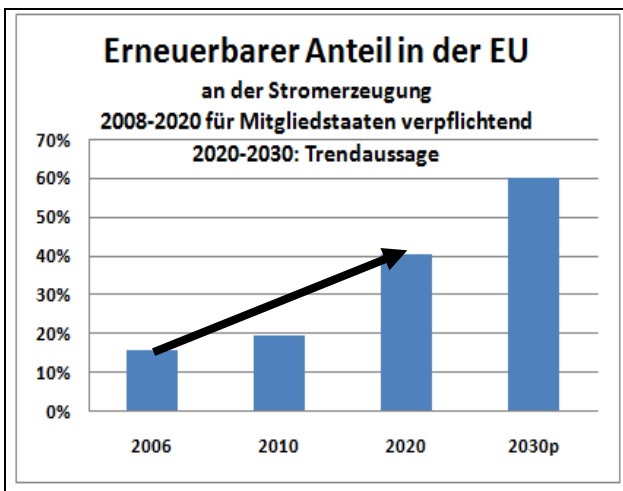
Figur 9 Strategie europäisch 1990-2030



Figur 10 Strategie innovativ 1990-2030

Figur 11 Strategie der Atomkonzerne 1990-2030

Nur bei einem Ausbau der erneuerbaren Energien entsteht eine echte Diversifikation der Stromversorgung. Die Ausbaupläne der Atomlobby stehen in direktem, wirtschaftlichem Konflikt mit den erneuerbaren Energien, denn man kann den Bedarf nur einmal befriedigen, und den vorhandenen cash flow nur einmal investieren.



Figur 12 Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der EU

Figur 13 Rückgang der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – ohne gesetzliche Richtungsänderung

Atom-Option in Konflikt mit EU-Politik

Die Atom-Ausbaupläne sind inkompatibel mit dem von der Europäischen Union postulierten Ausbau der erneuerbaren Energien. Die EU wird der Schweiz einen nichtdiskriminierenden Zutritt auf ihren Strommarkt nur dann zubilligen, wenn die Schweiz die Minimalziele für Mitgliedsländer erfüllt.³ Während der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in der EU bis 2020 von 16% auf voraussichtlich 40% ansteigt, sinkt dieser in der Schweiz – ohne gesetzliche Korrekturen – von 55% auf 40% ab.

Die Schweiz agiert punkto erneuerbare Energien äusserst schwach im Vergleich zur EU. Die neuen Technologien wurden und werden bei uns von den atom-fixierten Stromkonzernen, im Chor mit den Wirtschaftsverbänden, seit Jahrzehnten bekämpft. Was die Schweiz an Photovoltaik in einem Jahr baut (5 MW, Kontingent 2009), baut man in Deutschland an einem einzigen Tag.

Will die Schweiz mit der EU im Stromgeschäft bleiben, muss sie ihre Politik revidieren. Ihre Verhandlungsposition wird Atomlobby geschwächt und gefährdet die wirtschaftlich interessante Integration in den europäischen Strombinnenmarkt und den nicht-diskriminierenden Marktzugang.

Mit allen drei Strategien – bodenständig, europäisch und innovativ – lassen sich die Ziele erfüllen, wie sie die EU ihren Mitgliedern vorschreibt. Zusätzliche CO₂-Emissionen entstehen nicht, im Gegenteil: Sauberer Strom und Energieeffizienz ersetzen die bisherigen CO₂-Träger, insbesondere Heizöl, Benzin und Diesel. Damit verschwinden auch die Preis- und Klimarisiken der fossilen Energien innerhalb der Schweiz. Auch die Risiken der Atomenergie werden schrittweise beseitigt. Sicher, sauber und unerschöpflich, so lässt sich das Investment zusammenfassen.

Politische Umsetzung

Um die Ziele zu erreichen,

- Versorgungssicherheit
- Integration in die EU
- Abbau von Preisrisiken
- Abbau von CO₂- und Atomrisiken

müssen die gesetzlichen Rahmenbedingungen verbessert werden:

- der Zulassungsstopp für Projekte mit Einspeisevergütungen muss beseitigt werden.
- Ein langfristig angelegtes Gebäudesanierungsprogramm und gute Baunormen senken die CO₂-Emissionen und den Energieverbrauch im Gebäudesektor
- Die CO₂-Reduktionen im Verkehr können mit mehr öffentlichem Verkehr und einer schrittweisen Umstellung auf verbrauchsarme Fahrzeuge und erneuerbare elektrische Propulsion erreicht werden; die Verlagerung des Güterverkehrs muss weitergeführt werden.
- Anstelle der Auslandexpansion muss die Elektrizitätswirtschaft ein echtes finanzielles Engagement in neue erneuerbare Energien im Inland leisten. (Dies ist wohl erst zu erwarten, wenn das Volk dem Bau von neuen Atomkraftwerken eine klare Absage erteilt hat).

Die Handlungsstränge von Bund, Kantonen und Gemeinden sind kohärent zu verknüpfen. Während auf Ebene Bund die Finanzierung und die Massnahmen beim Verkehr zu regeln sind, sind die Kantone beim Vollzug und im Gebäudesektor gefordert: Raumplanerische Umsetzung, Bau und Bewilligung von neuen Infrastrukturen (Netze, Kraftwerke), Durchsetzung von Gebäudesanierungen und Baunormen.

³ So schreibt der schweizerische Bundesrat: „Für die EU müssen die Verhandlungen die Themen Strombinnenmarkt (dieser regelt den Transit und den Marktzugang), erneuerbare Energien, Wettbewerbs- und Umweltrecht umfassen.“ Ein isolierter Marktzugang ohne Akzeptanz der erneuerbaren Energien-Ziele der EU ist deshalb unwahrscheinlich. Vgl. Postulat 08.3241, Schweizerische Energie-Aussenpolitik, Antwort des Bundesrates vom 10. September 2008

Massnahmen beim Bund

1. Beseitigung der Kontingente für alle erneuerbaren Energien, Volksinitiative „Deckel weg“.

Volksinitiative für sauberen und sicheren Strom

Bundesverfassung Art.89 Absatz 3^{bis} (neu)

Wer umweltverträglich Elektrizität aus erneuerbaren Energien produziert, hat Anspruch auf eine kostendeckende Vergütung gemäss Referenzanlage und Stand der Technik.

Übergangsbestimmung

Hat der Gesetzgeber innert Jahresfrist nicht alle Bestimmungen angepasst, welche Art. 89 Abs. 3^{bis} entgegenstehen, erlässt der Bundesrat diese unmittelbar per Verordnung. Das Gesetz kann die Vergütungen für Neuanlagen aussetzen, wenn die Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien erreicht ist. Es kann Stromimporte aus erneuerbaren Energien mitberücksichtigen, wenn diese die Versorgungssicherheit der Schweiz erhöhen.

2. Als Begleitmassnahme für die Freigabe der Einspeisevergütungen schaffen wir neu einen Preis-Mengen-Korridor für die Photovoltaik: nicht mehr die Mengen werden limitiert, sondern bei zu grossem Ausbau sinken die Einspeisevergütungen beschleunigt ab („**scala mobile**“). Wächst der Zubau der Photovoltaik „zu stark“, dann könnte die Vergütung um bis zu maximal 15% pro Jahr absinken (statt wie bisher 8%). Sie würden nach zwei Jahren starkem Ausbau etwa 10% unter den deutschen Vergütungen liegen. Für kommerzielle Investoren wäre es dann interessanter, in Deutschland zu investieren; in der Schweiz jedoch bliebe uns eine Mengenbeschränkung des Zubaus erspart und die beschleunigte Absenkung würde sich in einem Käufermarkt preissenkend auswirken.
3. Generell ist die **Vergütung** für Photovoltaik zu überprüfen; die Degression sollte nicht langsamer erfolgen als in Deutschland, statt bei der Vergütungshöhe sollte man bei der vergüteten Menge grosszügiger sein. Nur so kann die einheimische Solarindustrie prosperieren.
4. Um die Stromdrehzscheibe Schweiz dem europaweiten Ausbau der Wind- und Solarenergie anzupassen, sind die **internationalen Netzverbindungen** zu verstärken. Auf langen Strecken sollten sie auf Gleichstrom umgestellt werden (verlustarm, ohne Elektrosmog), in sensiblen Gebieten sollten Erdkabel obligatorisch werden.
5. Die Schaffung **einer einzigen Regelzone in Zentraleuropa** (von Dänemark bis Italien) könnte die Versorgungssicherheit stärken und regulative Hürden beim Stromaustausch und bei der Stromspeicherung abbauen helfen. Sie ist zu prüfen.
6. Zur Finanzierung der KEV sollten zusätzliche Quellen herangezogen werden, die die Höhe der Strompreise nicht berühren. Denkbar sind
 - Mittel aus der CO₂-Abgabe
 - Mittel basierend auf dem CO₂-Gesetz: Kompensationszahlungen von Gaskraftwerken oder Bussgelder von Unternehmen, die die CO₂-Ziele verfehlt haben
 - Ausgleichszahlungen an den KEV-Fonds von Stromerzeugern, die einen unterdurchschnittlichen Anteil an erneuerbaren Energien ausweisen, wie zum Beispiel die Axpo.

7. Durchsetzung des BAT-Standards (*best available technology*) in **allen** Verbrauchsbereichen, nicht bloss selektiv wie bei der nun laufenden Revision der Energieverordnung. (siehe Konzept von SAFE).
8. Ausdehnung des Gebäudesanierungsprogramms auf 20 Jahre, finanziert aus einer Teilzweckbindung der CO₂-Abgabe. Einführung einer obligatorischen Gebäude-Energie-Etikette nach Beispiel Deutschland.
9. Massnahmen für den beschleunigten Netzausbau und für den Ersatz frei stehender Hochspannungsnetze durch Erdkabel; Einführung der Gleichstromtechnologie im internationalen Stromhandel, koordiniert mit der Europäischen Union.

Massnahmen der Kantone

Verbindliche Muster-Energieverordnung (MUKEN)

Zu den zentralen Massnahmen auf kantonaler Ebene gehören gute Bauvorschriften (MUKEN), wie sie von den Kantonen erlassen wurden.

Kantonales Gebäudesanierungsprogramm

Ein Sanierungsprogramm für bestehende Gebäude spart Energie und Geld.

Kantonale Einspeisevergütungen

Der Kanton Basel-Stadt hat in Ergänzung zum Energiegesetz des Bundes im Januar 2009 kantonale Einspeisevergütungen beschlossen.

Kantonale Lenkungsabgaben auf Strom

Der Kanton Basel-Stadt hat seit 1985 eine Förderabgabe und seit 1999 eine Lenkungsabgabe von ca. 4 Rp./kWh. Letztere wird rückerstattet und hat sich als wirksam erwiesen – der Verbrauch steigt deutlich weniger als in der übrigen Schweiz.

Kanalisation der Projekte durch Richtplanung

Die Kantone haben die Möglichkeit, die Nutzung von erneuerbaren Energien mit Richtplänen in die richtigen Bahnen zu lenken.

Punktuelle Lockerung des Landschaftsschutzes

Der Kanton Baselland ist daran, seine Schutzgebiete für die Erzeugung von Windstrom zu überprüfen und punktuell zu öffnen, weil Windturbinen und Naturschutz an manchen Orten vereinbar sind.

Muster-Volksinitiative

Insgesamt geht es darum, auf kantonaler Ebene die vielen Hemmnisse zur Nutzung von erneuerbaren Energien zu überprüfen und zu lockern. Eine Muster-Volksinitiative zählt die Bausteine auf, die heute je nach Kanton sinnvoll erscheinen:

Kanton erneuerbar!

1. Spätestens ab 20... sind die Bestimmungen der Musterenergieverordnung (MUKEN) im Kanton verbindlich.
2. Der Kanton lanciert ein Gebäudesanierungsprogramm. Er setzt sich zum Ziel, bis 2020 mindestens 80% der Öl-, Gas- und 100% der Elektro-Widerstands-Heizungen durch effizientere Heizungen mit erneuerbaren Energien zu ersetzen. Der Kanton fördert thermische Solaranlagen, Holzheizungen und die direktthermische Geothermie zur Wärmegewinnung.
3. Die Finanzierung der Massnahmen nach Punkt 3 erfolgt aus den Beiträgen des Bundes oder von Privaten (zB. Klimarappen) sowie aus einem Beitrag der Netzbetreiber im Kanton, der mindestens einen Drittel des Jahresgewinns dafür zur Verfügung stellt. Reichen diese Mittel nicht aus, kann der Regierungsrat die verbleibenden Kosten durch einen Zuschlag auf den Netzgebühren decken.
4. Untersteht ein Gebäude nicht dem kantonrechtlichen oder eidgenössischen Denkmalschutz, so besteht ein Rechtsanspruch, die Gebäudehülle mit Solaranlagen zu bestücken.
5. Der Kanton scheidet Vorranggebiete für die Nutzung von erneuerbaren Energien („erneuerbare Energien-Zonen“) aus, die gross genug sind, um zusammen mit dem zugekauften Strom aus erneuerbaren Energien und mit der Nutzung bestehender Dächer eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien ermöglichen. Dachflächen und Infrastrukturen (zB. Lärmschutzwände, Lawinverbauungen) in öffentlicher Hand werden Privaten zur Stromerzeugung gegen ein bescheidenes Entgelt zur Verfügung gestellt.
6. Gemeinden haben das Recht, Windturbinen zur Eigenversorgung und zur Versorgung der angrenzenden Gemeinden zu erstellen, wenn diese ausserhalb von nationalen oder kantonalen Landschaftsschutzgebieten geplant werden und wenn die minimale Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe 4,5 m/s übersteigt; demokratisch gefasste Beschlüsse der Standortgemeinden sind für den Regierungsrat in der Regel verbindlich.
7. Der Kanton sorgt dafür, dass die Netzbetreiber keine degressiven Tarife erheben. Sparsame Verbraucherinnen und Verbraucher dürfen in keinem Fall einen höheren Tarif pro kWh bezahlen als die Bezüger von grossen Strommengen zur selben Tageszeit.
8. Unternehmen, an denen der Kanton beteiligt ist, verzichten auf Investitionen in Kohle- oder Atomkraftwerke. Das Gesetz regelt die Mandatierung der kantonalen Vertreter in den massgeblichen Gremien verbindlich. Die Beteiligung an Anlagen zur Stromerzeugung aus Erdgas in Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen ist möglich, wenn die Abwärme zu Heizzwecken verwendet wird.
9. Der Kanton setzt sich dafür ein, dass Stromleitungen bis 100 kV grundsätzlich in den Boden verlegt werden. In sensiblen Gebieten setzt er sich für eine Erdverlegung der Leitungen mit höherer Spannung ein.

Begleitmassnahmen

Saubere Energie gibt es mehr als genug, aber man muss Entscheide treffen, um sie zu erschliessen. Jura und Alpenbogen verfügen über hervorragende Wind- und Sonnenverhältnisse, die zusammen mit den Dächern in den Dörfern und Städten mehr Strom hergeben können als die traditionelle Wasserkraft. Dazu kommen Strom aus Biomasse, Geothermie und ein gigantisches Potential an verbesserter Energieeffizienz.

In der Wasserkraft liegt ein wirtschaftlich interessantes Zusatzpotential: die Bewirtschaftung der bestehenden Stauseen mit ausländischer Windenergie und inländischer Solarenergie verspricht hohen ökonomischen und ökologischen Gewinn im internationalen Verbund. Dieses Geschäft liesse sich im Vergleich mit heute noch wesentlich steigern, vorab durch Nutzung geschlossener Pump- und Druck-Kreisläufe zwischen **bestehenden** Stauseen.

Wenn im Gegenzug die **Renaturierung der Fliessgewässer** konsequent durchgesetzt wird (gesetzliche Dotierung der Restwasser, Schwall und Sunk), kann dies für den Schutz der Natur insgesamt sehr

gewinnbringend sein. Die laufende Revision des Gewässerschutzgesetzes zielt in diese Richtung. Sie stellt für Renaturierungen Geldmittel bereit, wenn auch mit noch manchen unschönen Abstrichen.

Neue Wasser-Grossspeicher (Staumauern Typ „Grimsel-West“) sind für diese europäisch orientierten Stromgeschäfte kaum nötig. Das Management der Windenergie ist ein Tages- und Wochengeschäft mit kleinen Speichermengen und häufigen und kurzen Pump- und Ablasszyklen. Die Stauseen wurden bisher als Saisonspeicher gebaut. Sie sind mehr als gross genug, um eine intensivere Bewirtschaftung zu ermöglichen. Diese Zusatznutzung wird die Gewässerqualität nicht verschlechtern, im Gegenteil:

Billige Windenergie aus dem In- und Ausland sowie Photovoltaik können faktisch jeden Bedarf der Schweiz decken und wachsen seit Jahren exponentiell.

Damit die Umstellung auf gewässerschonende Energien gelingt, muss der „Deckel“ bei den Einspeisevergütungen beseitigt werden; **nur wenn Photovoltaik, Wind und Geothermie wachsen können, kann der Druck auf die Gewässer abnehmen.**

Eine einzige Turbine an der Nordsee (6 MW /ca. 15 Mio. Fr.) erzeugt gleich viel zusätzlichen Strom, nämlich 20 GWh⁴ pro Jahr wie die Aufstockung der Grimsel-Staumauer für 170 Mio. Fr.

Die Nutzung der Windenergie in Europa wird sich bis 2012 ein weiteres Mal verdoppeln. Für die Gebirgskantone ist es wirtschaftlich interessanter, auf die Veredelung von Windstrom umzustellen statt das Wasser der letzten verbliebenen Bäche zu turbinieren und damit den Tourismus zu gefährden. Auch die Windenergie (etwas weniger die Solartechnik) steht in einem Spannungsfeld mit dem Schutz des Landschaftsbilds. Wenn wir zum Ziel einer erneuerbaren Vollversorgung kommen wollen, müssen sich alle bewegen. Neben einer kantonalen Richtplanung, die keine Verhinderungsplanung sein darf, hilft die Rückbesinnung auf demokratische Werte:

- Betroffene (Gemeinden, Bezirke, Kantone) sollen selber entscheiden, ob sie einen Windpark wollen und wie gross er sein soll. Sie brauchen keinen Landschaftsvormund. Wind- und Solaranlagen gefährden niemanden und sind reversibel, im Unterschied zu fossilen und nuklearen Rückständen.
- Gemeinden, die energetisch unabhängig werden wollen, sollen möglichst nicht behindert werden. Die Versorgung mit sauberem, ungefährlichem Strom gehört in den Katalog der Menschenrechte, so wie die gesunde Ernährung oder die Unversehrtheit von Leib und Leben.

Man sollte keine Gemeinde an der Eigenversorgung mit sauberem Strom hindern, wenn dafür Mehrheiten gewonnen werden. Nur bei national geschützten Denkmälern und Landschaften soll der Bund ein wachendes Auge behalten. Und auch dort sind Güterabwägungen vorzunehmen; eine Verabsolutierung des Landschaftsschutzes ist unangemessen, solange Kohle- Gas- und Atomkraftwerke ganze Kontinente gefährden und die Natur radikal transformieren (Gletscherschwund, Verlust des Permafrosts, Rutschungen, Wüstenbildung, Biodiversitätsverluste usw.). Die erneuerbaren Ressourcen und die Handlungsspielräume bei Wind und Sonne sind so gross, dass es keine grundlegenden Hindernisse für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien gibt.

Zum Aufbau dieser Studie

Kapitel 1-6 analysieren die Entwicklung in der Strom- und Energieversorgung in der Schweiz (Kapitel 1,3) und in Deutschland (Kap. 2) seit der Einführung von Einspeisevergütungen.

Kapitel 4 listet die politischen Umsetzungsschritte auf.

Kapitel 5 und 6 berichtet über die Beschlüsse der Europäischen Union und vergleicht diese mit der Schweiz.

Kapitel 7 und 8 beziffert den Ersatzbedarf beim Strom und definiert die drei Strategien bodenständig, europäisch und innovativ.

⁴ 1 GWh = 1 Million kWh

Kapitel 9 und 10 erläutert die Beiträge der einzelnen Technologien mit Quellenangaben.

Methodik

Die Methodik der Studie beruht auf einem einfachen Verfahren: es wurde zuerst eine Bandbreite für den Ersatzbedarf bestimmt. Danach wurden vorhandene Potentialstudien in drei Realisierungsszenarien zu einem Zeit- und Mengengeraster zusammengefügt: *bodenständig, europäisch, innovativ*.

Diese Szenarien beschreiben in erster Linie den Stromsektor. Die fossilen Energien werden hier als Residualgrössen betrachtet, deren Verbrauch sich durch Verknappung („peak oil“), durch politisch gewollte Verteuerung (Klimapolitik) und durch Substitution (Energieeffizienz und Elektrizität) zurückbilden wird. Die wichtigsten Quellen für Potentialabschätzungen sind:

- **Strom aus Biomasse:** Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz“, Dezember 2004, Hrsg. Bundesamt für Energie
- **Strom aus Kehricht:** Verband der Betriebsleiter und Betreiber Schweizerischer Abfallbehandlungsanlagen (VBSA): Strom aus Abfall: weit mehr ist möglich, Information für die Medien, Bern, 29. Juni 2005
- **Windenergie:** Paul Scherrer Institut: Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, Hrsg. Bundesamt für Energie, Februar 2005; Stefan Hantsch, Stefan Moidl: Das realisierbare Windkraftpotenzial in Österreich bis 2020 St.Pölten, Juli 2007 sowie BEE: Stromversorgung 2020, Wege in eine moderne Energiewirtschaft, Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche, Berlin 2009
- **Photovoltaik:** Marcel Gutschner, Stefan Nowak : Potentiel Photovoltaïque dans le Canton de Fribourg, Novembre 1998 und IEA (Internationale Energieagentur): Potential for Building Integrated Photovoltaics, IEA Report PVPS T7-4, Paris 2002
- **Wasserkraft:** Bundesamt für Energie: Ausbaupotential der Wasserkraft, Bern November 2004
- **Energieeffizienz:** SAFE/Jürg Nipkow: Stellungnahme zum Entwurf des Bundesamts für Energie zur Revision der Energieverordnung (EnV) betreffend Anforderungen an elektrische und elektronische Geräte; EnergieSchweiz: Plattform für Energieeffizienz, Bern 2007 sowie Prognos AG: 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, Bern 2002
- **Wärme-Kraft-Kopplung:** Wirkungsgrade nach Verband Schweizerische Gasindustrie VSG, Jahresbericht 2004, eigene Schätzung

Inhalt

<i>Executive Summary</i>	2
<i>1. Einführung</i>	15
<i>2. Ein kurzer Blick nach Deutschland</i>	19
<i>3. Einspeisevergütungen – eine Revolution auch bei uns</i>	25
<i>4. Politische Schritte zur Umsetzung</i>	28
<i>5. Die Massnahmen der Europäischen Union</i>	36
<i>6. Vergleich Schweiz - EU</i>	46
<i>7. Ersatzbedarf und Potentiale im Überblick</i>	50
<i>8. Drei Strategien: Resultate</i>	53
<i>9. Potentiale der Energieeffizienz</i>	58
<i>10. Potentiale der erneuerbaren Energien</i>	64
<i>11. Anhang</i>	87

1. Einführung

Während die Schweizer Energiepolitik jahrzehntelang blockiert war, hat sich im Ausland im Stromsektor eine eigentliche Revolution angebahnt. Der Netzzugang für neue Anbieter wurde ermöglicht. Neue Technologien haben Fuss gefasst. In USA, Europa, Indien und China gehört die Windenergie zu den schnellst wachsenden Stromerzeugungs-Technologien. Die hat inzwischen manchenorts alle anderen Techniken punkto Neuinstallationen überholt.

Zehntausende neuer Firmen engagieren sich heute beim Aufbau einer neuen, sauberen, dezentraleren Energiewirtschaft, die auf unerschöpfliche erneuerbare Ressourcen setzt. Umgekehrt hat das Interesse an neuen Atom- und Gaskraftwerken spürbar nachgelassen. Die Volatilität der Preise bei den fossilen Energien und die unbeherrschbaren Risiken der Atomenergie schrecken private Investoren zunehmend ab.

Den alten Energiekonzernen, im Stromsektor letztere überwiegend in staatlicher Hand, erwächst eine neue Konkurrenz „von unten“: einfache Bürger, Gewerbetreibende, Genossenschaften oder gemeindeeigene Elektrizitätswerke, die ihren Strom selber erzeugen, Energie- und Effizienz-Dienstleistungen verkaufen und eine unabhängige und sicherere Versorgung aufbauen, mit überwiegend unproblematischen, nachhaltigen Energien. Die neuen Exponenten der Wind- und Solarbranche gewinnen in Europa, USA und China die Herzen der Bevölkerung und verändern die lange festgefahrenen Mehrheiten zugunsten echter, umweltfreundlicher Innovation.

Noch immer schüren die Atom- und Kohlekonzerne die Angst vor einer „Stromlücke“. In Wahrheit boykottieren sie die erneuerbaren Energien offen oder versteckt. Diese Konzerne stehen oft in staatlicher Hand oder werden vom Staat hoch subventioniert.⁵ Sie operieren meist intransparent, entziehen sich einer wirksamen parlamentarischen Kontrolle oder einem gewinnorientierten privaten Aktionariat und operieren ökologisch skrupellos.

Ideologisch berufen sie sich auf den im offenen Markt fragwürdigen „Versorgungsauftrag“. Diesen interpretieren sie so, dass sie die neuen erneuerbaren Energien möglichst klein halten. Ihre Investitionen sind auf fossile Energien (Gas, Kohle) und insbesondere auf Atomenergie fixiert. Um diese Vorhaben voranzubringen nehmen sie mit millionenschweren PR-Aktivitäten und Spenden Einfluss auf Politiker und Bevölkerung. Diese Firmen und ihre unkontrollierte Machtstellung bilden eine Gefahr für die Demokratie. Sie operieren in einer Sachzwang-Logik, für deren Rechtfertigung fast jedes Mittel recht scheint. Verkauf und Privatisierung aller Kraftwerke mit nichterneuerbaren Energien wäre deshalb anzustreben; und selbst wo erneuerbare Energien von öffentlich-rechtlichen Körperschaften genutzt werden, sollte der Wettbewerb nicht durch staatliche Vorleistungen und Geschenke verzerrt werden.⁶

Mit der Marktöffnung in Europa und dem Stromversorgungsgesetz in der Schweiz geht selbst für diese erfolgsverwöhnten Stromkonzerne eine Epoche zu Ende. Bahnbrechend ist das *Unbundling*, der Entflechtung von Stromnetzen und Stromerzeugung, das die Europäische Union durchsetzt. Sie schafft Transparenz und ermöglichte, dass Bundesrat und Parlament im Herbst 2008 die überhöhten Durchleitungsgebühren senken konnten. Noch nie in der Vergangenheit gab es Vergleichbares: Parlament und Exekutive widersetzten sich erstmals den Preis-Manipulationen von Axpo, Atel, BKW und EOS, welche die neue Netzgesellschaft Swissgrid wie in alten Zeiten für ihre eigenen Zwecke fernsteuern wollten.

Die neue Regulierungsbehörde ElCom und der nichtdiskriminierende Netzzugang machen Strom zum ersten Mal in der Geschichte der Elektrizitätswirtschaft zu einem frei handelbaren Gut. Den Atomkonzernen wurde damit ihre Allmacht entzogen. In Zukunft können Gemeinden und Grossverbraucher wählen, woher sie ihren Strom beziehen. Die sehr hohen Kosten von neuen

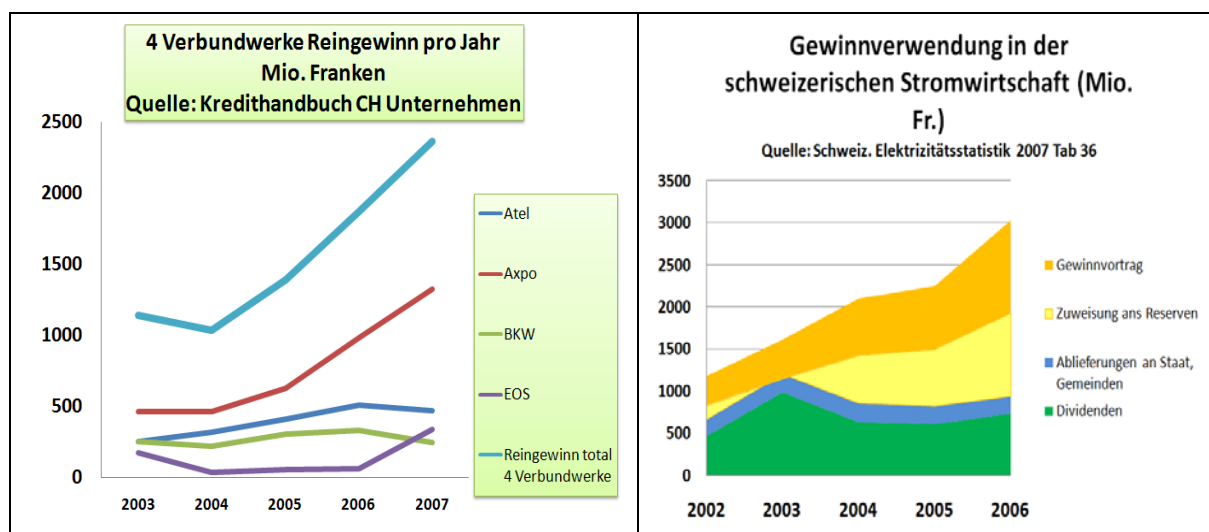
⁵ Die grösste Subvention ist die Befreiung der Atomkraftwerkbetreiber von der Haftpflicht bei Schäden über 1,8 Milliarden Franken

⁶ Die Stromnetze als natürliche Monopole und die Nutzungsrechte an natürlichen Ressourcen (zB. Wasserrechte) müssen zwingend n staatlicher Hand verbleiben. Kraftwerke mit nichterneuerbaren Energien in staatlicher Hand wären zu verkaufen bzw. zu privatisieren.

Atomkraftwerken können nicht mehr ungefragt auf die Kunden überwältigt werden – die freie Wahl steht vor der Tür.

Während sich die propagandistischen Ankündigungen neuer Atomkraftwerke in der Schweiz, aber auch in Schweden, Finnland oder Frankreich überschlagen, steckt die Atombranche in Wirklichkeit in einer Existenzkrise: Areva, der einzige verbleibende nukleare Kraftwerksbauer in Europa, hat Finanzierungsprobleme.⁷ Alle Bauprojekte leiden unter Verzögerungen und hohen Kostenüberschreitungen. Für neue Atomprogramme sind staatliche Subventionen in Milliardenhöhe erforderlich. Zudem muss ein Atompark von über 100 veralteten Atomanlagen in den nächsten 20 Jahren entsorgt werden. Allein der britische Staat beziffert seine Entsorgungsrechnung auf 70 Milliarden Pfund.⁸

In der Schweiz werden die Atomabfälle auf Kosten der Verursacher entsorgt, aber nach einigen Jahrzehnten ebenfalls dem Staat „verschenkt“.⁹ Auch bei uns kommen neue Atomkraftwerke nicht ohne Subventionen aus. Es gibt aber einen Unterschied im Vergleich zu Frankreich oder Grossbritannien: Die AKW-Betreiber Axpo, Atel/EOS (neu: Alpiq) und BKW besitzen in Personalunion grosse Beteiligungen an Wasserkraftwerken. Aus diesen alten, abgeschriebenen Altanlagen leisten sie Quersubventionen für neue Atomkraftwerke, ohne sichtbar den Staat zu belasten. Sie behalten einfach die Gewinnablieferungen für sich, die eigentlich den Kantonen gehören würden.



Figur 14 Reingewinne der Verbundwerke (links)¹⁰

Figur 15 Gewinnverwendung der Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft (rechts)¹¹

Dass diese Konzerne Gewinn machen und in neue Kraftwerke investieren, kann man ihnen nicht vorwerfen. Dass sie völlig einseitig investieren aber schon. Die Atomkonzerne boykottieren die vielversprechendsten Techniken wie Windenergie, Geothermie oder Photovoltaik und kaufen sich bloss in Nischenmärkten in neue erneuerbare Energien ein (zB. „Kompogas“), die den laufenden Atomkraftwerken niemals gefährlich werden. Sie wollen so demonstrieren, dass es vermeintlich keinen sauberen Ausweg gibt, um den Stromverbrauch zu decken.

⁷ Areva en mal d'argent frais « Areva a du mal à boucler son budget 2009... Selon Le Figaro du 29 janvier, le groupe nucléaire public n'est pas en mesure, pour l'heure, de financer ses 2,7 milliards d'euros d'investissements prévus, et négocie depuis quelques jours avec les pouvoirs publics pour trouver rapidement une solution. Sans compter qu'Areva devra trouver, en outre, trouver 2 milliards d'euros supplémentaires avant 2012 pour financer le rachat de la participation de 34% de Siemens dans Areva NP. »

<http://www.usinenouvelle.com/article/areva-en-mal-d-argent-frais.157243>

⁸ Cost of cleaning up after nuclear power stations are closed down rises to £70bn, by Andy McSmith, Published: 03 January 2006,

<http://news.independent.co.uk/environment/article336256.ece>

⁹ Artikel 31.2 Kernenergiegesetz: „Die Entsorgungspflicht ist erfüllt, wenn...die Abfälle in ein geologisches Tiefenlager verbracht worden sind und die finanziellen Mittel für die Beobachtungsphase und den allfälligen Verschluss sichergestellt sind.“

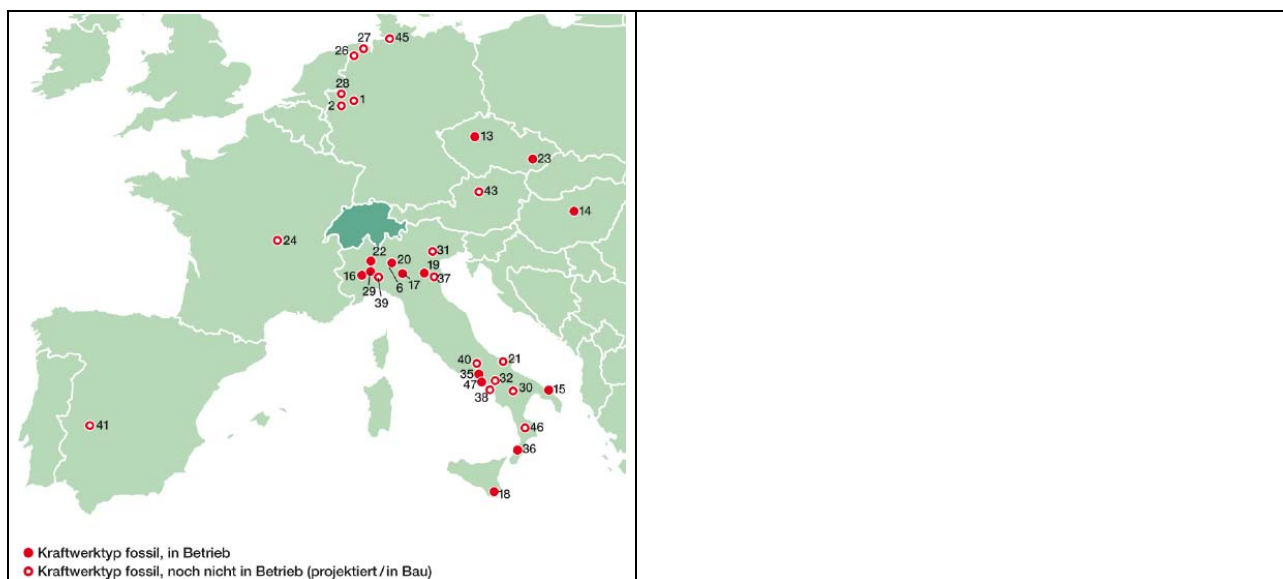
¹⁰ Schweizerisches Kredithandbuch 2008

¹¹ Elektrizitätsstatistik 2008, Tabelle 36

Im Ausland geht es – bei allem Lärm um neue Atomkraftwerke – inzwischen anders zu und her. Electricité de France, RWE und Eon investieren Milliarden Euros in neue, grosse Windfarmen. Die Energie Baden-Württemberg EnBW, geographischer Nachbar der Axpo, investiert drei Milliarden Euro in offshore-Windfarmen.

Inzwischen hat selbst die CDU dem Bau von neuen Atomkraftwerken eine Absagen erteilt.¹² Gestritten wird in Deutschland nur noch über Restlaufzeiten.

Man kann sich nur wundern, dass der Bundesrat und der amtierende Preisüberwacher *staatliche Konzessionsabgaben* als vermeintliche Ursache steigender Strompreise gerügt hat, die übersetzten Monopolgewinne und die riskanten Investitionen in Kohle-, Gas- und insbesondere Atomkraftwerke aber unerwähnt lässt.¹³ Eine Zunahme an staatlichen Ablieferungen, wie sie der Preisüberwacher rügt, hat objektiv kaum stattgefunden (Figur 15).



Figur 16 Schweizer Beteiligungen an Kraftwerken im Ausland

Vielmehr werden die Gewinne hohen Gewinne der Schweizer Elektrizitätswirtschaft mit einer „Hunter“-Strategie in vorwiegend fossile Kraftwerke im Ausland gesteckt, wo sich die grossen Schweizer Stromkonzerne ein ganzes Konglomerat von Kohle- und Gas-Kraftwerken eingekauft haben (Figur 17).

Folglich steht fest: die schweizerische Elektrizitätswirtschaft ist hoch lukrativ und vermögend. Sie könnte Milliarden in neue Technologien investieren, boykottiert diese aber, bis auf einige Turnübungen im Schaufenster.

Auch der notwendige internationale Netzausbau wird kaum vorangetrieben, weil man den Wettbewerb in den eigenen Versorgungsgebieten fürchtet.

Eine Richtungsänderung zu den erneuerbaren Energien und zur vermehrten Umstellung der Netze auf Gleichstrom (im internationalen Stromverkehr) und auf Erdverkabelung (in sensiblen Gebieten) ist erst zu erwarten, wenn das Volk neuen Atomkraftwerken eine klare Absage erteilt hat.

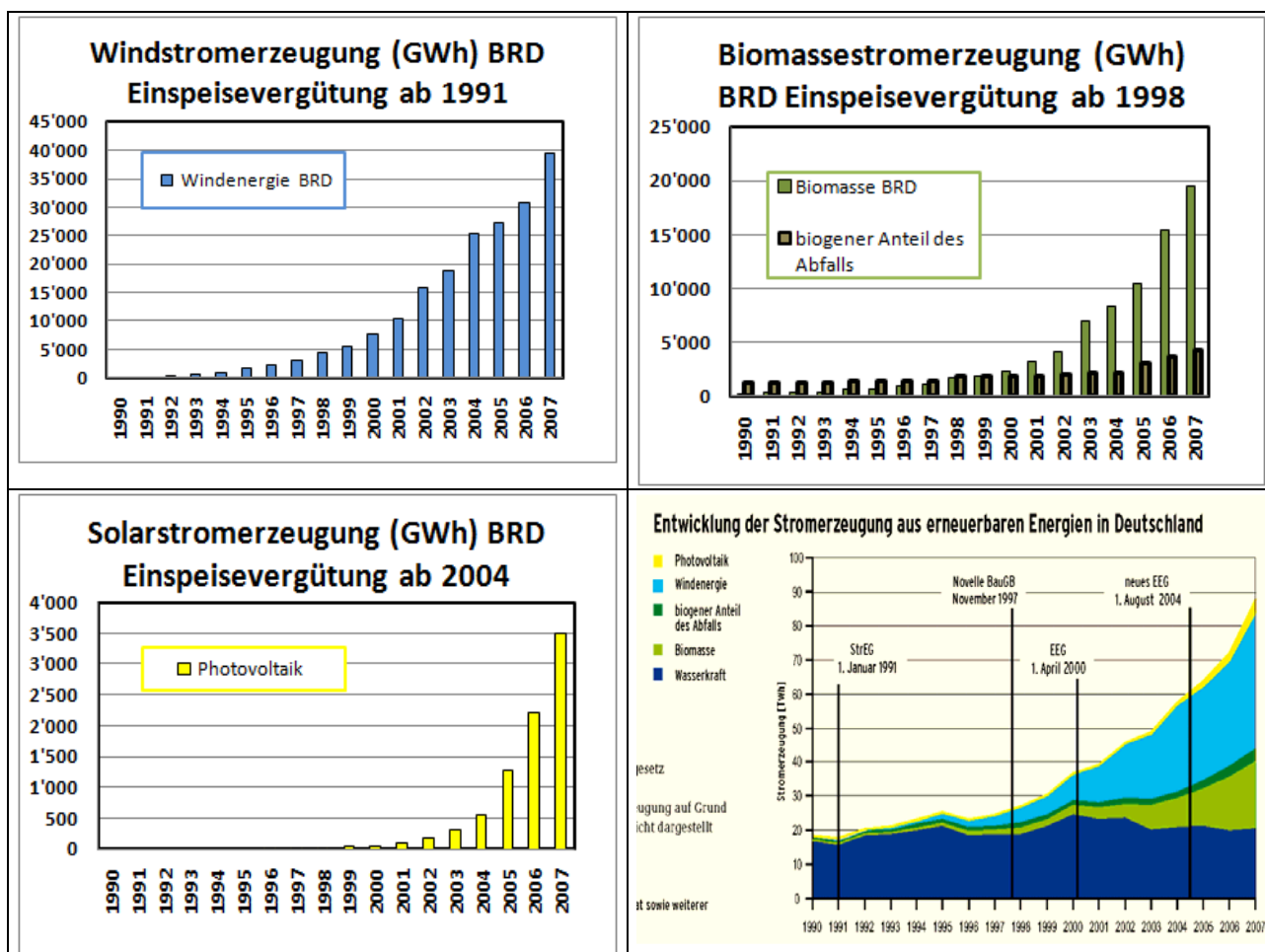
¹² Am 2. Dezember 2008 hat die CDU in ihrem Programm "Bewahrung der Schöpfung" beschlossen, keine neuen Atomkraftwerke zu bauen. <http://www.die-topnews.de/cdu-strebt-laufzeitverlaengerung-der-atomkraftwerke-an-327835>

¹³ „Der neue Preisüberwacher, Stefan Meierhans, hat sich am 11. November in die Debatte um die angekündigten Strompreiserhöhungen eingeschaltet. Er erachtet dabei das Verhalten der öffentlichen Hand, die ihre Abschöpfung im Schatten der Liberalisierung erhöht, als zweifelhaft. Er fordert deshalb, dass der öffentliche Grund unentgeltlich für die Verlegung der Netze zur Verfügung gestellt wird. Gleichzeitig weist er darauf hin, dass die Liberalisierung grundsätzlich zu einer Angleichung der Preise an das europäische Niveau führt.“ Mediencommuniqué der Preisüberwachung vom 11.11.2008

N°	Name / Stichwort	Energieart	CH Unternehmen	Beteiligung in %	Stand	Ort
1	AET-Germania	Kohle	AET	20	-	Lünen
2	AET-Germania	Kohle	AET	20	-	Ürdingen
5	Atel Centrale Termica Vercelli S.r.l.	Gas	ATEL	95	in Betrieb	Vercelli
6	Novel S.p.A	Gas	ATEL	51	in Betrieb	Novara
13	ECK Generating, s.r.o. und Elektrarna Kladno II	Gas; Kohle	ATEL	100	in Betrieb	Kladno (Tschechien)
14	Csepel I + II	Gas, Kohle	ATEL	100	in Betrieb	Csepel (Ungarn)
15	Brindisi Nord, Edipower S.p.A.	Gas	ATEL	16	in Betrieb	Brindisi
16	Chivasso, Edipower S.p.A.	Gas	ATEL	16	in Betrieb	Chivasso
17	Piacenza, Edipower S.p.A.	Gas	ATEL	20	in Betrieb	Piacenza
18	San Filippo del Mela, Edipower S.p.A.	Gas	ATEL	20	in Betrieb	San Filippo (Sizilien)
19	Sermide, Edipower S.p.A.	Gas	ATEL	20	in Betrieb	Sermide
20	Turbigo, Edipower S.p.A.	Gas	ATEL	16	in Betrieb	Turbigo
21	San Severo	Gas	ATEL	60	-	San Severo
22	Biella Power	Gas	ATEL	60	in Betrieb	Cerreto Castello
23	Atel Energetika Zlín s.r.o.	Gas	ATEL	100	in Betrieb	Zlín (Tschechien)
24	Bayet	Gas	ATEL	?	-	Saint-Pourçain-sur-Sioule Region Bayet
26	Dörpen	Steinkohle	BKW	100	-	Dörpen
27	Wilhelmshaven	Steinkohle	BKW	33	-	Wilhelmshaven
28	Bocholt	Gas	BKW	100	verkauft	Bocholt
29	Livorno Ferraris	Gas	BKW	25	in Betrieb	Livorno Ferraris
30	Region Basilicata	Gas	BKW	100	-	Region Basilicata
31	Region Venetien	Gas	BKW	100	-	Region Venetien
32	Region Kampanien	Gas	BKW	100	-	Region Kampanien
35	Calenia Energia Sparanise	Gas	EGL	85	in Betrieb	Sparanise
36	Rizziconi	Gas	EGL	100	in Betrieb	Rizziconi
37	S.E. Ferrara	Gas	EGL	49	-	Ferrara
38	Energy Plus	Gas	EGL	100	-	Salerno
39	Morano Energia	Gas	EGL	100	-	Morano sul Po
40	Molisenergy	Gas	EGL	100	-	Venafro (Region Molise)
41	Energia de la Zarza	Gas	EGL	100	-	Provinz Estramadura
43	Timelkam	Gas	Groupe E	50	-	Timelkam (Österreich)
45	Brunsbüttel	Kohle	Rätia Energie	25	-	Brunsbüttel
46	Saline Joniche?	Kohle	Rätia Energie	100	-	Region Kalabrien
47	Teverola	Gas	Rätia Energie	61	in Betrieb	Teverola (Provinz Caserta)
	Stand Okt. 2008					

Figur 17 Beteiligungen der Schweizer Elektrizitätswirtschaft an fossilen Kraftwerken im Ausland

2. Ein kurzer Blick nach Deutschland



Figur 18 Stromerzeugung aus Windenergie: Einspeisevergütungen seit 1991

Figur 19 Stromerzeugung aus Biomasse: Einspeisevergütungen seit 1998

Figur 20 Stromerzeugung aus Solarenergie: ungedeckelte Einspeisevergütungen seit 2004

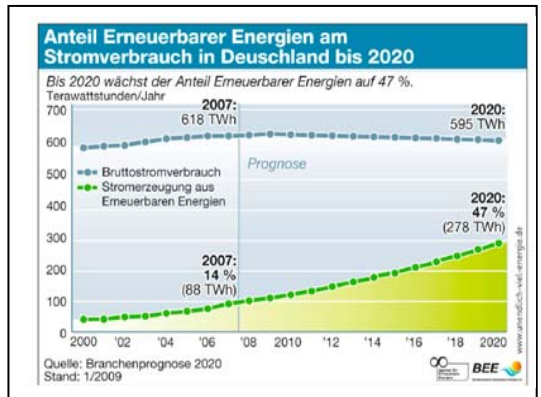
Figur 21 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 1990-2007 mehr als vervierfacht

Wegweisend für die Entwicklung in Europa ist die Bundesrepublik Deutschland. Dort wurden seit 1991 die Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung aus Wind, Biomasse, Photovoltaik, Geothermie und Wasserkraft verbessert. Der letzte vorhandene Deckel (Photovoltaik) wurde im Jahre 2004 gesprengt. Seither wird unbeschränkt jede kWh aus erneuerbaren Energien zu einem festen Mindestpreis, der für Neuanlagen jährlich um 1 % bis 10 % abgesenkt.

Die Entwicklung war bahnbrechend. In allen Technologien ergab sich eine Vervielfachung der Stromerzeugung innert nur 15 Jahren: bei der Stromerzeugung aus Biomasse um das 17fache, bei der Windenergie um das Tausendfache, bei der Photovoltaik um das 3000fache. Das deutsche Modell der Einspeisevergütungen wurde seither in über fünfzig Ländern kopiert.

Inzwischen (Stand Ende 2008) hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung gegenüber 1990 auf 15 % vervielfacht. Im Jahre 1990 betrug er 3 %. Bis zum Jahre 2020 wird eine Steigerung des erneuerbaren Anteils auf 47 % (!) erwartet, doch meistens wurden die Prognosen von der realen Entwicklung noch überschritten. Es könnten deshalb bis 2020 bis zu 70% erneuerbare Energien im Stromnetz sein.

TWh	1990	2000	2005	2007	2010	2020	2020 %
Wind onshore	0.04	7.5	26.5	39.7	53.6	112	19%
Wind offshore	0	0	0	0	0.9	37	6%
Biogas, Biomasse, biogener Abfall	1.4	2.2	13.5	24.8	30.8	54.3	9%
Klärgas							
PV	0.001	0.04	1.3	3	6.9	39.5	7%
Wasserkraft	17	24	21.5	20.7	23.1	31.9	5%
Geothermie	0	0	0.0002	0.004	0.2	3.8	1%
total erneuerbar	18.44	33.74	62.80	88.20	115.50	278.50	47%
nichterneuerbar	523.94	501.82	549.20	528.80	504.50	316.50	53%
Bruttostromproduktion	542.38	535.56	612	617	620	595	100%

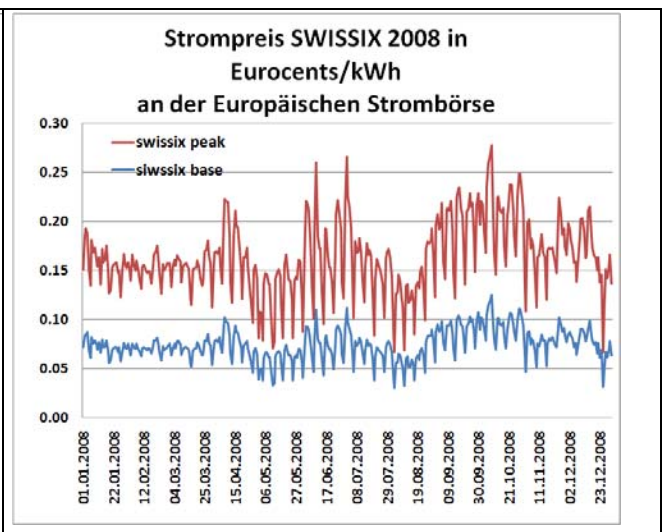
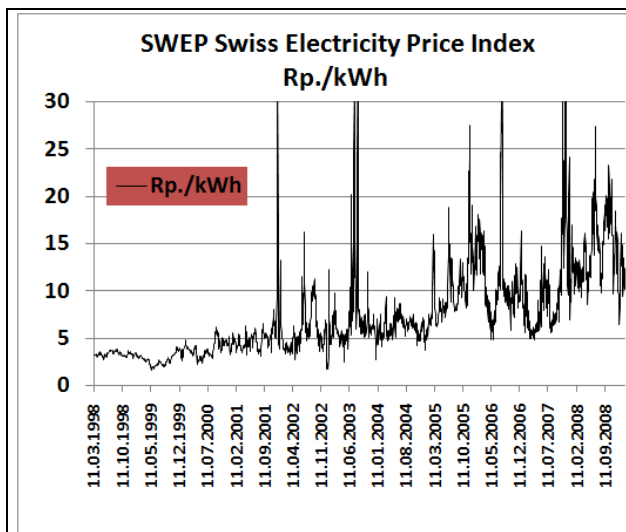


Figur 22 Zusammensetzung der Stromerzeugung in Deutschland 1990-2007¹⁴, Ausblick bis 2020¹⁵

Von den 47 % Anteil erneuerbare Energien sind nur 5 Prozentpunkte aus Wasserkraft, während 42 Prozentpunkte aus Wind, Sonne, Biomasse und Geothermie stammen. Die Photovoltaik wird die Wasserkraft schon vor 2020 überholen und 7 % des Stromverbrauchs decken.

Zur wohlwollenden Haltung gegenüber den neuen erneuerbaren Energien hat nicht nur der Umweltgedanke beigetragen, sondern die Angst vor Versorgungslücken. Dazu kommt neuerdings der Effekt, dass die Windenergie die Grosshandelspreise für Strom und damit den gesamten Stromverbrauch massgeblich verbilligt (sog. Merit order-Effekt, siehe unten).

Der konventionelle Strom ist in den letzten Jahren immer teurer geworden (Figur 23). Die Notierungen des SWEP (Swiss Electricity Price Index) stiegen von durchschnittlich 3.4 Rp./kWh im Jahre 1998 auf 14.5 Rp./kWh im Jahre 2008.



Figur 23 Swiss electricity price index 1998-2009 (ohne Netzgebühr)

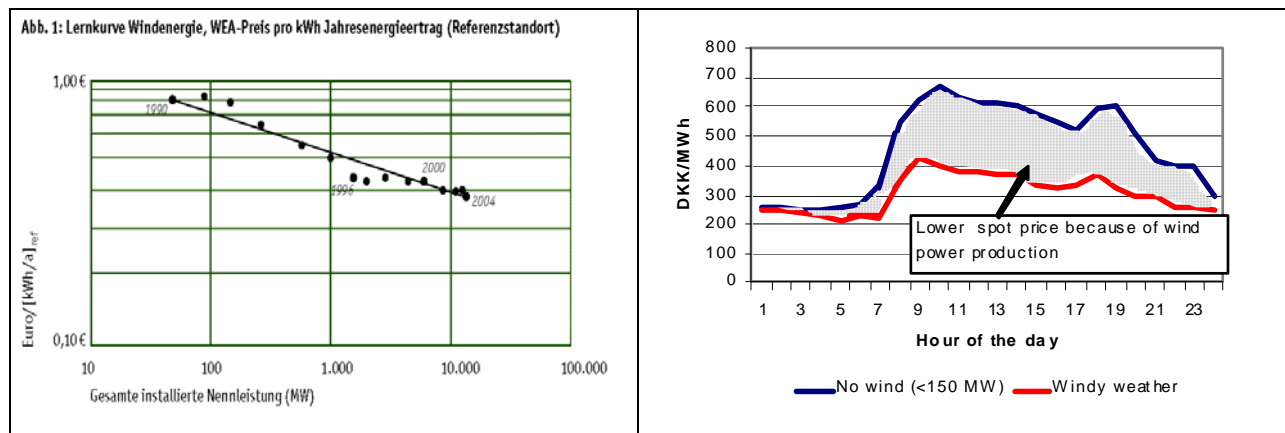
Figur 24 Strompreis Swissix an der deutschen Strombörse 2008 (ohne Netzgebühr)

Die starke Expansion der erneuerbaren Energien blieb industriell gesehen nicht ohne Folgewirkung. Weltweit bahnbrechend sind die Kostensenkungen, die bei allen Technologien beobachtet wurden. Im Jahre 1990 lagen die Gestehungskosten und die Einspeisevergütungen für Windenergie bei umgerechnet 20 €-Cents/kWh (ca. 30 Rp./kWh). Jahr für Jahr konnten die Vergütungen gesenkt werden. Im Jahre 2008 wurde für Windenergie aus Neuanlagen noch 8,03 €-Cents/kWh bezahlt, für Altanlagen 5,02 €-Cents/kWh (Vergütung für Anlagen ab fünf Jahren). Inzwischen ist Windstrom so kostengünstig geworden, dass die Einspeisevergütungen häufig tiefer liegen als der Marktpreis. (Figur 24)

¹⁴ BMU: Erneuerbare Energien in Zahlen, Berlin 2008

¹⁵ Bundesverband Erneuerbare Energien BEE: Stromversorgung 2020, Wege in eine moderne Energiewirtschaft, Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche, Berlin 2009

Weshalb erneuerbare Energien den Strom verbilligen



Figur 25 Kostenentwicklung Windenergie: minus 47 Prozent 1990-2004¹⁶

Figur 26 tieferer Spotpreis (rot) am deutschen Strommarkt bei windigem Wetter¹⁷

Dazu kommt ein zweiter Effekt: An windstarken Tagen verbilligt Windenergie über den Preis am Spotmarkt den gesamten Stromverbrauch in Deutschland (Figur 26). Man nennt dies den Merit-Order-Effekt. Die Merit-Order ist die Reihenfolge, nach welcher Kraftwerke ins Netz zugeschaltet oder abgeschaltet werden, wenn der Stromverbrauch oder das Windangebot variiert. Zuerst gelangen die Techniken mit den tiefsten variablen Kosten (Wasserkraft, Windenergie, Kohle) ans Netz, zuletzt die teuersten Energien (in der Regel Gaskraftwerke).

Nach den Spielregeln des Marktes gibt immer das teuerste, zuletzt zugeschaltete Kraftwerk den Preis für die *gesamte* gehandelte Strommenge vor. Bei starkem Wind spart man somit nicht nur das teuerste Kraftwerk weg, sondern der bezahlte Preis reduziert sich auch für die am Netz verbleibenden Kraftwerke. Und dies ist mit ein Grund, weshalb die Atom- und Kohle-Lobby propagandistisch sehr stark gegen die Windenergie polemisiert.

Die variablen Kosten der Windenergie liegen bei null, denn der Wind bläst gratis. Das heisst: Windkraftwerke werden niemals abgestellt, solange die Stromerzeugung noch irgendwo Verwendung findet. Windet es, können die teuersten Kraftwerke vom Netz gehen. Dies senkt die Kosten des Gesamtverbrauchs innerhalb einer Regelzone.¹⁸

Im Jahre 2006 wurde so zum ersten Mal eine Gesamtverbilligung durch erneuerbare Energien wissenschaftlich registriert: „Für das Jahr 2006 ist die Summe aus Marktwert und Merit-Order-Effekt sogar höher als die gesamte EEG-Vergütungssumme“, heisst es in einem Gutachten von Ökonomen.¹⁹ Die Kosten der sogenannten EEG-Umlage – als die Mehrkosten aller Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien umgelegt auf die Konsumenten – betragen damals 0.8 €-Cents/kWh oder 3,3 Mrd. Euro bei rund 420 TWh EEG-pflichtigem Verbrauch. Die Ersparnisse dank den

¹⁶ Effizienz der Windenergie, Auszug aus: Windenergie Report Deutschland 2005, erstellt vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) im Auftrag des BMU, Sonderdruck des Bundesverbandes WindEnergie, Berlin 2006

¹⁷ Poul Eric Morthorst: market impacts of wind integration, EWEC conference paper Milan 2007 and Rune Moesgaard and Poul Erik Morthorst: The effect of wind power on spot market prices, Danish Wind Industry Association – Risoe/DTU EWEC 2007

¹⁸ “High winds slash Spanish energy prices”, Giles Tremlett guardian.co.uk, Monday 9 February 2009, siehe auch: Bode, Sven: On the impact of renewable energy support schemes on power prices, HWWI Research Paper 4-7, Hamburg 2006

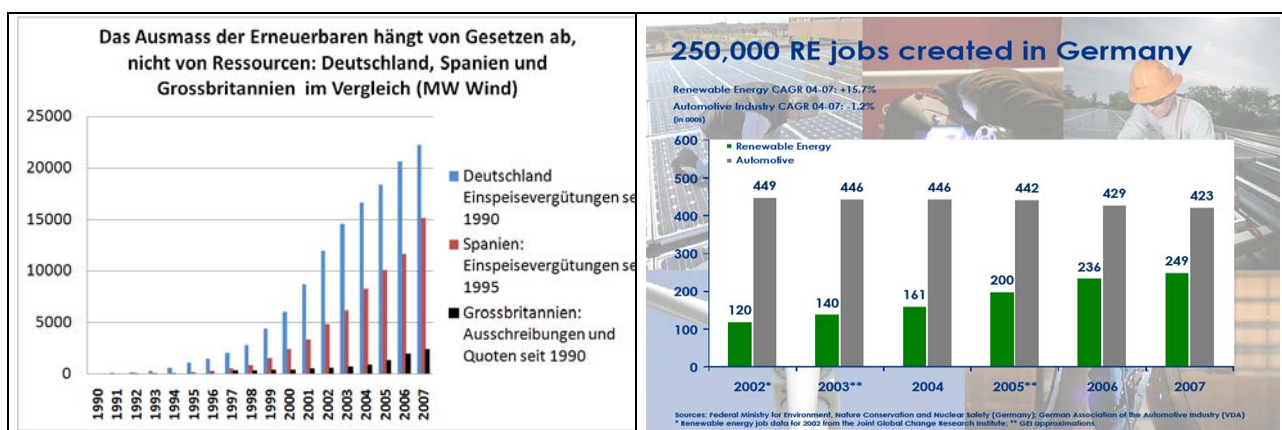
¹⁹ In Frank Sensfuß, Mario Ragwitz: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel -Analyse für das Jahr 2006- Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), p. 14, siehe auch: Bode, Sven: On the impact of renewable energy support schemes on power prices, HWWI Research Paper 4-7, Hamburg 2006

[http://www.hwwi.de/Publikationen_Einzel.5118.0.html?&tx_wilpubdb_pi1\[publication_id\]=290&tx_wilpubdb_pi1\[back\]=50&cHash=e38b4c498f](http://www.hwwi.de/Publikationen_Einzel.5118.0.html?&tx_wilpubdb_pi1[publication_id]=290&tx_wilpubdb_pi1[back]=50&cHash=e38b4c498f)

Einspeisevergütungen auf 4,98 Milliarden Euro beziffert. Übers Ganze gesehen, so das Gutachten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, verbilligten die erneuerbaren Energien den deutschen Strom während des ganzen Jahres 2006 um 0,783 Eurocents pro kWh.

In der Schweiz verbilligt die Wasserkraft – und jede zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – den Strom ebenfalls, sobald die Kraftwerke einmal abgeschrieben sind. Daraus erklären sich die billigeren Preise in der Regelzone Schweiz im Vergleich zur Europäischen Union. Die Wasserkraftwerke waren bei Baubeginn allerdings teurer als der Marktpreis, (ca. 20 Rappen/kWh für Neuanlagen). Sie liefern aber nach durchschnittlicher Amortisationszeit, in der Regel nach 20 bis 30 Jahren, Strom zu 3-4 Rp./kWh.

Wasser-, Wind-, und Solarkraftwerke haben eine Lebenserwartung, die den kaufmännischen Horizont (10-20 Jahre) meistens übersteigen. Sind sie nach 20 Jahren abgeschrieben, können sie häufig noch viele Jahre zu variablen Kosten (in der Regel 3-5 Rp./kWh) weiter betrieben werden.



Figur 27 Vergleich Deutschland, Spanien und Grossbritannien²⁰

Figur 28 Arbeitsplätze in der Erneuerbare-Energien-Branche Deutschlands

Entscheidend für diese Fortschritte sind die Rahmenbedingungen. Die Nutzung von erneuerbaren Energien hat wenig zu tun mit den realen Potenzialen der einzelnen Länder. So konnte das im Norden gelegene Deutschland die Nutzung der Solarenergie steigern, obschon es dafür weniger prädestiniert ist als die Schweiz oder Italien, wo die Entwicklung jahrzehntelang stagnierte.

Noch krasser sind die Unterschiede zwischen Grossbritannien – dem Windland par excellence – im Vergleich mit Deutschland oder Spanien. Die Briten setzten auf ein vermeintlich „marktorientiertes“ Quotensystem, bei denen jeder Stromerzeuger eine bestimmte Strommenge aus erneuerbaren Energien zukaufen musste. Es erhielten nämlich auch jene Windturbinen geldwerte Zertifikate, die ohne Zertifikate rentabel gewesen wären. So entstanden hohe Mitnahmeeffekte. Und es wurden nur jene Techniken begünstigt, die bereits billig waren. Weil der Preis der Zertifikate nicht festgelegt war, kam es zu starken Preisschwankungen für Windenergie. Die Investoren verlangten deshalb hohe Risikoprämien, was die Finanzierung stark verteuerte. Insgesamt wurde in Grossbritannien sehr wenig gebaut.

Spanien und Deutschland setzten stattdessen auf eine Vielzahl von Technologien und Standorten mit dem massgeschneiderten Modell der Einspeisevergütungen. Inzwischen zeigt sich, dass Einspeisevergütungen nicht nur viel schneller wirken, weil sie die Finanzierung stark erleichtern und auch sekundäre Standorte rentabel werden liessen, sondern dass sie die Stromkonsumenten auch wesentlich billiger kommen, weil die eingebaute Kostendegression auf die Hersteller rückwirkte.

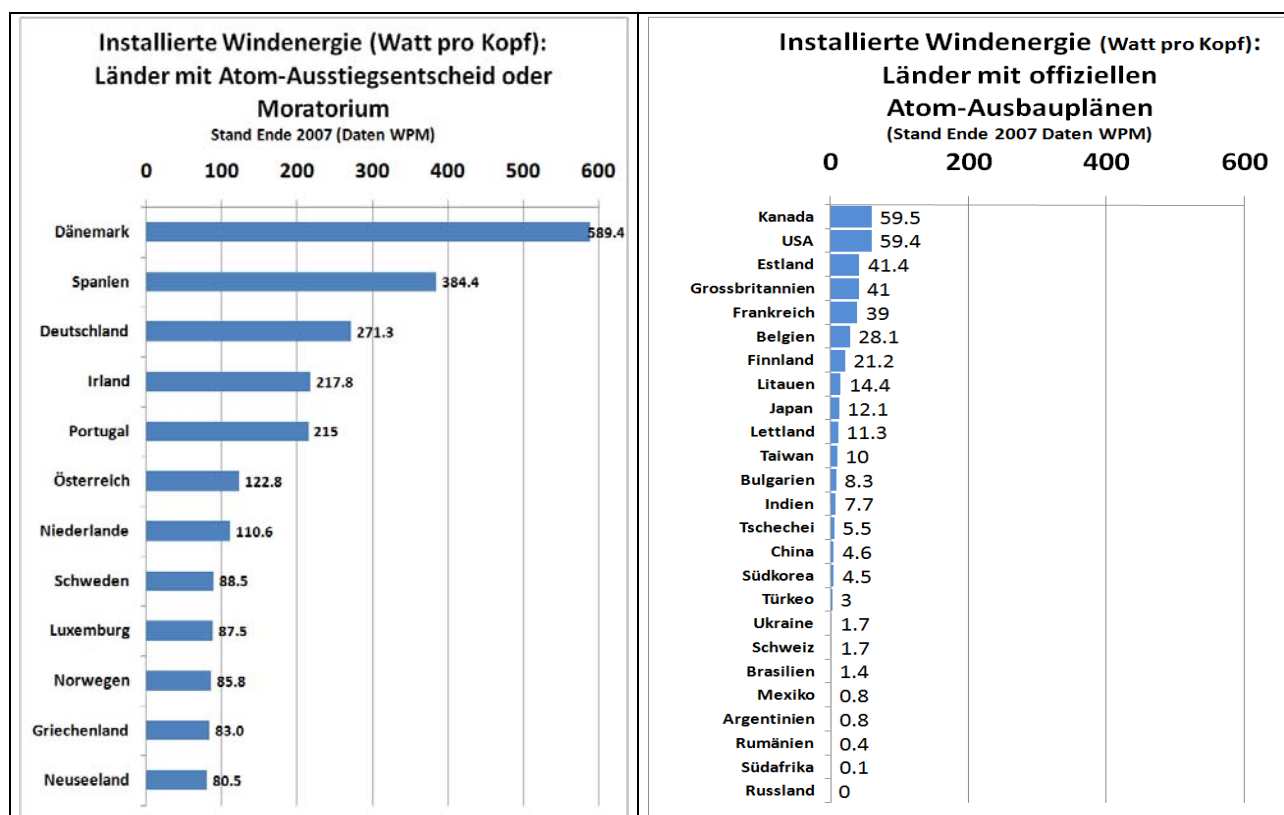
Pionertechnologien wie die Photovoltaik oder die Offshore-Windkraft erhielten mit einem Quotenmodell keine tauglichen Rahmenbedingungen. Das britische Modell musste deshalb exzessiv

²⁰ Daten Windpower Monthly Magazine

nachgebessert werden, ohne den Investoren je die Sicherheiten des deutschen Modells zu gewährleisten. Im November 2008 beschloss das britische Unterhaus schliesslich die Übernahme des deutschen Modells für Kraftwerke bis 5 MW. Für die Windindustrie wurde nach jahrelangen Diskussionen und ungezählten bewilligungstechnischen Blockaden eine Marktstrukturierung durchgesetzt, das sich ganz am deutschen Einspeisemodell orientierte.

Es ist kein Zufall, dass Länder wie Schweden, Finnland und Grossbritannien, wo die Atomlobby überparteilich stark verankert ist, von Anfang an das Modell der Einspeisevergütungen torpedierten. Grossbritannien ist zwar das windreichste Land Europas; doch in Deutschland wurden sechsmal mehr und in Spanien viermal mehr Windkraftwerke erstellt als auf den britischen Inseln.

Eine Ausnahme ist Frankreich. Dort haben sich trotz dominanter Atomlobby die Einspeisevergütungen durchgesetzt. Seither gehört Frankreich zu den am schnellsten wachsenden Märkten für erneuerbare Energien, nicht zuletzt weil die Electricité de France selber seit Jahren in Windenergie investiert, allerdings bis 2006 vorwiegend im Ausland.



Figur 29 In Ländern mit erfolgreicher Atomlobby haben erneuerbare Energien schlechte Karten²¹

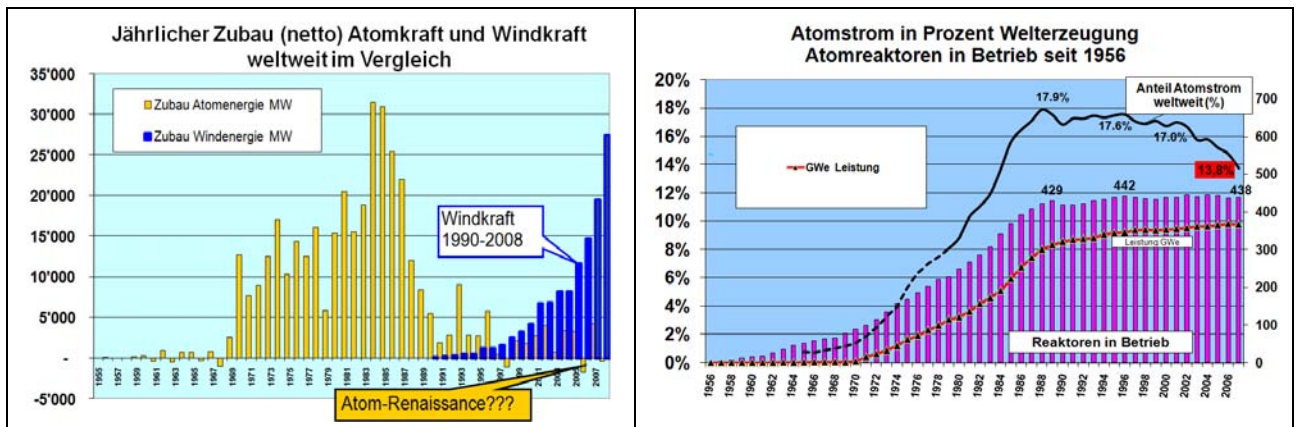
Dass in Deutschland inzwischen ein Konsens möglich erscheint, keine neuen Atomkraftwerke mehr zu bauen, hat stark mit den realen Erfahrungen zu tun: neue Energien funktionieren, sie werden immer billiger und sind unerschöpflich vorhanden. Die neuen erneuerbaren Energien schlüpfen nun in die Rolle, die man früher der Atomenergie zugeschrieben hat: sicher, sauber, unerschöpflich und wirtschaftlich. Doch noch immer steht die Atomlobby in vielen Ländern den neuen Technologien im Weg: Die zwölf Ländern weltweit, die pro Kopf am meisten Windenergie erzeugen, sind alles Länder, die ein Moratorium oder einen Ausstiegsbeschluss für Atomenergie erlassen haben.

Die Korrelation ist eindeutig: wo die Atomlobby regiert, haben erneuerbare Energien schlechte Karten. Die Hürden, die erneuerbare Energien weltweit blockieren, sind: exzessive Fristen für Genehmigungen von Neuanlagen, diskriminierender Netzzugang – die Netze stehen in vielen Ländern immer noch im Besitz der Kohle- und Atomkonzerne –, überhöhte Anschlussgebühren, Bauverbote wegen angeblicher Störung der Radarüberwachung, exzessiver Ortsbildschutz (gegen

²¹ Daten: Windpower Monthly Magazine April 2008

Sonnenkollektoren) oder Landschaftsschutz (gegen Windturbinen, aber nicht gegen Hochspannungsnetze oder Autobahnen). Dazu kommen die vielfältigen Subventionen für Atomenergie. Neben der geschenkten Haftpflicht für grosse Unfälle und der dem Staat anheim gestellten langfristigen Atommüll-Entsorgung haben viele Atomkonzerne wie Areva oder British Energy Milliarden an Zusatzgeldern vom Staat erhalten Geld, das noch immer fliesst.

Figur 29 bestätigt auch die Machtverhältnisse in der Schweiz. Unser Land liegt trotz grossen vorhandenen Windressourcen am Schluss der Rangliste. Seit drei Jahrzehnten torpedieren die Atomkonzerne gute Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien. Doch es ist eher fraglich, ob sie angesichts des weltweiten Booms der erneuerbaren Energien das bevorstehende Referendum über neue Atomkraftwerke gewinnen können, denn die erneuerbaren Energien sind auch bei uns unglaublich populär.



Figur 30 Atomenergie und Windenergie-Installationen (netto) im Vergleich²²

Figur 31 Entwicklung von Strom-Marktanteil, Leistung und Anzahl der Atomreaktoren weltweit²³

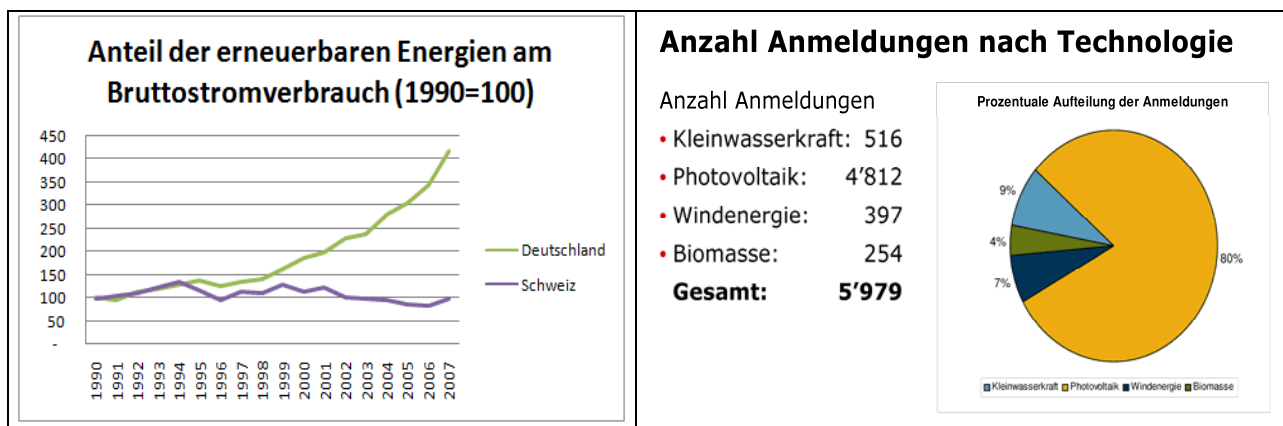
Die Neuinstallationen an Windenergie könnte weltweit schon im laufenden Jahr 2010 erstmals den höchsten Stand überschreiten, den die Atomenergie je erreicht hat (31'400 MW im Jahre 1984, Figur 30).

Ungefähr im Jahr 2017 wird die Windenergie auch die Stromerzeugung in kWh überschreiten, die die Atomkraft bisher geliefert hat. der Anteil der Atomenergie am Welt-Stromverbrauch ist seit vielen Jahren rückläufig und betrug im Jahre 2007 noch 13,8 Prozent. Ende 2008 waren 438 Atomreaktoren weltweit in Betrieb. Mehrere Hundert Anlagen stehen still und warten darauf, entsorgt zu werden, was in den meisten Fällen auf Staatskosten geschieht.

²² Daten IAEA/PRIS <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html> sowie Windpower Monthly Magazine

²³ Daten IAEA/ PRIS

3. Einspeisevergütungen – eine Revolution auch bei uns



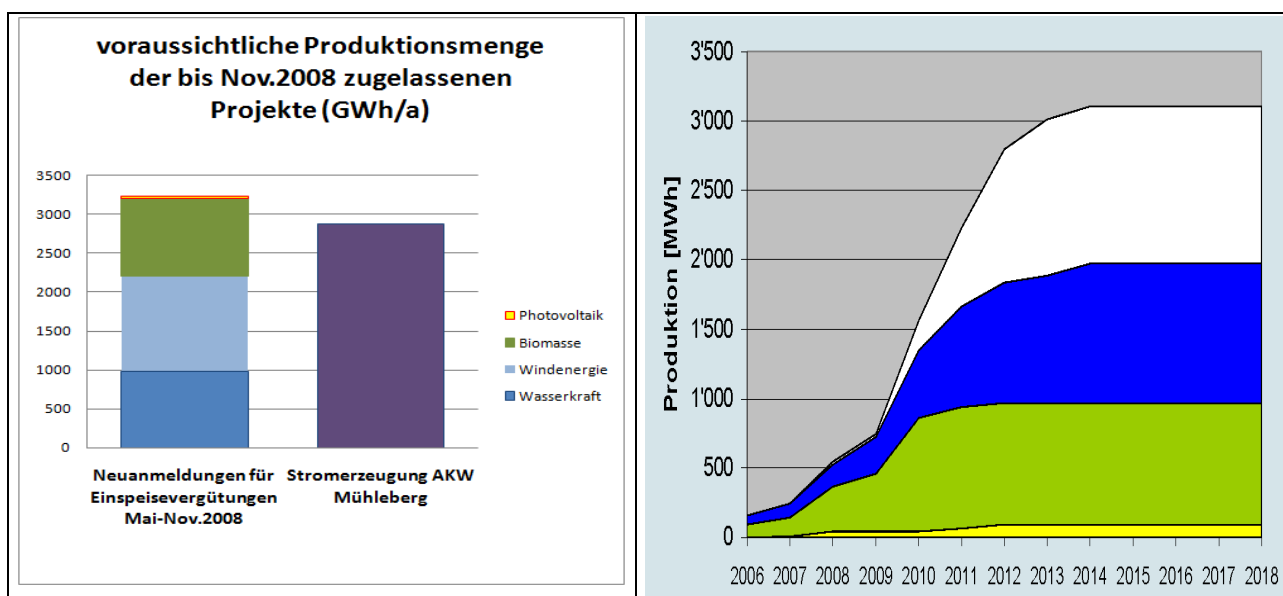
Figur 32 Stagnation der erneuerbaren Energien in der Schweiz im Vergleich mit Deutschland

Figur 33 Neuanmeldungen seit Inkrafttreten der kostendeckenden Vergütung (Mai 2008- Jan 2009)

Die Blockade durch Atomlobby und économiessuisse führte in der Schweiz während Jahrzehnten zu einer Stagnation der erneuerbaren Energien. Die Stromkonzerne machten sich einen Spass daraus zu „beweisen“, dass die erneuerbaren Energien nur „die Stelle hinter dem Komma beitragen“ können, so wörtlich Atel-Boss Giovanni Leonardi.²⁴ Die Axpo verhöhnnte die Solarenergie und die Windenergie mit Werbespots im Kino und am Fernsehen.²⁵

Die Aussagen der Atomlobby erweisen sich aber als voreilig. Seit in der Schweiz Einspeisevergütungen in Kraft sind zeigt sich, dass in der Bevölkerung und bei privaten Investoren ein überwältigendes Interesse daran besteht, die Atomenergie mit sauberen Technologien zu ersetzen und den destruktiven Einfluss der Atomkonzerne zurückzudrängen.

Die im Gesetz vorgesehene Mengenbegrenzung der erneuerbaren Energien war Ende Januar 2009 bereits ausgeschöpft.



Figur 34 erwartete angemeldete Strommengen (GWh) aller bewilligten Projekte im Vergleich

Figur 35 geschätzte Bau- und Lieferzeiten gemäss Bundesamt für Energie

Es zeigte sich, dass in der kurzen Zeit von Mai 2008 bis Januar 2009 neue Projekte angemeldet wurden, die ein ganzes AKW von der Grösse Mühleberg (355 MW) ersetzen werden. Das Bundesamt

²⁴ Giovanni Leonardi; Erneuerbare Energien – unser Engagement, Mediengespräch vom 30. November 2006, Zürich

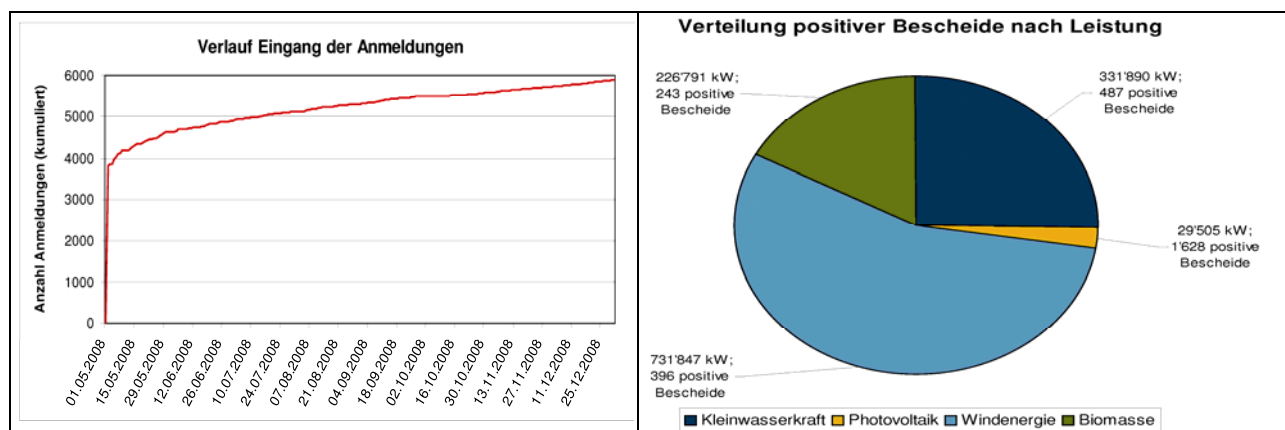
²⁵ Axpo Spots mit Kobi Kuhn, gezeigt im Jahre 2007/2008 in verschiedenen Schweizer Kinos und auf www.axpo.ch, später aus dem Verkehr gezogen.

für Energie hat die zusätzliche Stromerzeugung aus den angemeldeten Projekten auf 3229 GWh (Stand November 2008). Die Frist bis zur Inbetriebnahme wird auf drei bis vier Jahre veranschlagt. Zum Vergleich: die Bau- und Planungszeit für Atomkraftwerke wird auf 16 bis 18 Jahre geschätzt. Sehr viel mehr wäre möglich bei den erneuerbaren Energien, wenn auch die nun blockierten Anlagen bewilligt würden (Figur 35).

Stand November 2008	Anzahl Anmeldungen	angemeldete Leistung MW	Energiemenge von Anlagen mit positiven Bescheiden GWh	Vergütung Mio. CHF	genehmigte Anmeldungen
Wasserkraft	377	233	983	59	365
Photovoltaik	4503	104	24	14	1505
Windenergie	365	677	1221	112	364
Biomasse	181	194	1001	83	179
Total	5426	1208	3229	268	2413

Figur 36 Anmeldungen und Genehmigungen bei der kostendeckenden Einspeisevergütung

Neue Anlagen konnten ab dem 1. Mai 2008 bei Swissgrid angemeldet werden. Das Gesetz sah vor, dass auch Anlagen, die zwischen dem 1. Januar 2006 und dem 1. Mai 2008 in Betrieb gingen, Einspeisevergütungen erhalten.



Figur 37 Verlauf der Neuanmeldungen zur kostendeckenden Einspeisevergütung

Figur 38 Verteilung der positiven Bescheide nach Technologie

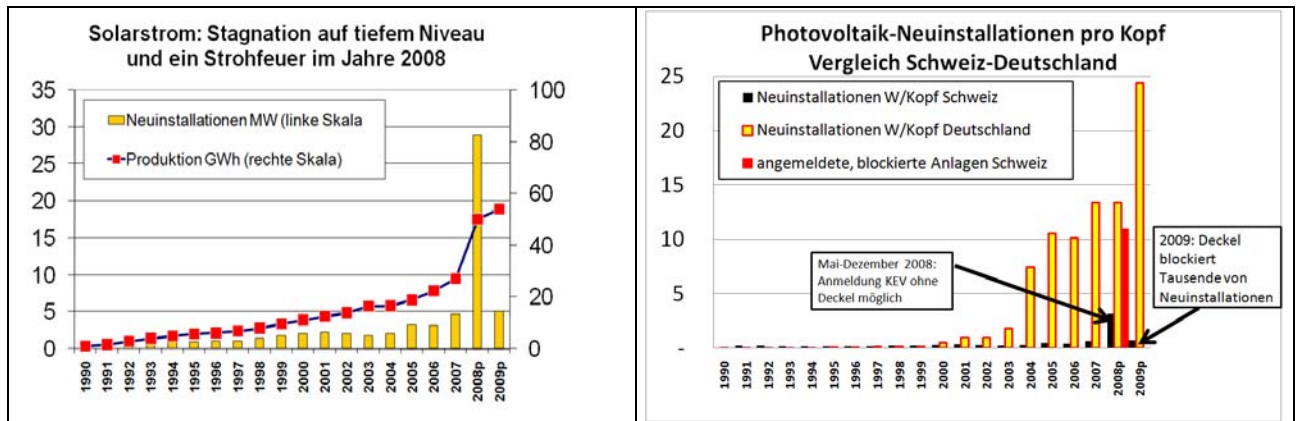
Die Zahl der Anmeldungen übertraf die Erwartungen. Bis Ende Januar 2009 waren 5979 kleine, mittlere und grosse Kraftwerk-Neubauten zur Realisierung angemeldet. Der grösste Teil davon (80 %) waren Photovoltaik-Anlagen, deren Kontingent bereits am ersten Tag (1. Mai 2008) ausgeschöpft war. Die meisten bewilligten PV-Anlagen waren schon vor dem 1. Mai erstellt worden.

Besser ging es den Projektanten der anderen Technologien. Es wurden 731 MW Windenergie, 226 MW Biomasse- und 331 MW Wasserkraft genehmigt (Stand 29. Januar 2009). Das BFE führte im November 2008 die Möglichkeit der Überbuchung der Technologie-Teildeckel (Überverpflichtungen) ein. Dadurch sollte verhindert werden, dass "Platzhalterprojekte", dazu gehören mehrfach angemeldete Anlagen oder Grossanlagen (z.B. Windparks), die voraussichtlich nicht im vorgegebenen Zeitrahmen realisiert werden, die Mittel der Einspeisevergütung unnötig blockieren. Bei Windenergie wurde die Überbuchung auf +45%, bei Biomasse auf +12% und bei Wasserkraft auf +7% festgelegt. Durch diese Massnahme konnten insgesamt rund 20% mehr Anmeldungen berücksichtigt werden.

Für alle Technologien zusammen stehen total 0,6 Rp./kWh oder rund 300 Mio. Fr. zur Abgeltung von Mehrkosten zur Verfügung. Besonders stark reguliert wurde die Photovoltaik. Solange die Mehrkosten 50 Rp./kWh überschreiten, erhalten PV-Anlagen lediglich 5% der zur Verfügung stehenden Geldmittel (total ca. 15 Mio. Fr. pro Jahr).

Die Einspeisevergütungen im Jahr 2008 brachten für die Photovoltaik ein Strohfeuer, dies vor allem dank der Berücksichtigung älterer Anlagen mit Baujahr ab 2006. Der Zubau von Anlagen stieg im 2008 im Vergleich zu 2007 um ca. 500 % (Figur 40). Im Vergleich zu Deutschland konnten in der Schweiz nur ein Bruchteil aller gewünschten Anlagen gebaut werden: Was die Schweiz heute in einem Normaljahr baut (5-7 MW), entsteht in der Bundesrepublik an einem einzigen Arbeitstag.

Vergleicht man aber die blockierten Neuanmeldungen, dann steht die Schweiz den Deutschen wenig nach. Im Jahre 2008 wären rund 11 Watt pro Kopf installiert worden, wären alle Projekte ohne Deckel genehmigt worden, verglichen mit 13 Watt pro Kopf in der Bundesrepublik.



Figur 39 Photovoltaik: Leistungszuwachs und Produktion von Solarstrom in der Schweiz

Figur 40 Photovoltaik: Zubau pro Kopf in der Schweiz (schwarz) und in Deutschland (gelb) sowie blockierte Anmeldungen in der Schweiz (rot)

Am 1. Februar 2009 verfügte das BFE einen Bescheid-Stopp für alle Technologien. Das heisst, dass sämtliche Neuanmeldungen von Anlagen aller Technologien seither auf einer Warteliste blockiert sind und nicht mehr bewilligt werden können. Besonders davon betroffen sind nun auch jene Anlagen, die einer langfristigen Vorbereitung bedürfen, namentlich Geothermie und Wasser. Auch sie können nun nicht mehr berücksichtigt werden.

Für neue Photovoltaik-Anlagen hat das BFE für das Jahr 2009 noch ein Rest-Kontingent von 5 MW angekündigt. Den Zuschlag erhalten werden sieben grosse Anlagen, deren Anmeldung am 1. Mai 2008 registriert wurde. Swissgrid berücksichtigt bei gleichzeitiger Anmeldung jeweils die grössten Anlagen zuerst. Unter den geltenden gesetzlichen Umständen müssen die Gesuchsteller mit Wartefristen bis zum Jahre 2015 rechnen, wenn sie eine PV-Anlage mit kostendeckender Einspeisevergütung bauen wollen. Bei den später eintreffenden Neuanmeldungen wird sich die Frist noch weiter nach hinten verschieben.

Nun wird darüber diskutiert, den Mengen- und Kostendeckel im Energiegesetz zu erhöhen oder ganz abzuschaffen. Die Fortführung von Kontingenten engt besonders die Solarenergie stark ein. Solange die Mittel insgesamt beschränkt sind, drängen die Vertreter der „langsamen Technologien“ (Wasserkraft, Geothermie und Windenergie) darauf, die teurere Photovoltaik eng zu limitieren.

Solaranlagen sind nämlich sehr schnell geplant und gebaut (1 Woche bis sechs Monate) und „bedrohen“ somit die Budgets der übrigen Technologien. Hier beisst sich die Katze in den Schwanz. Solange die Photovoltaik eine derart limitierte Marktperspektive hat, wird es keine breite Professionalisierung von Herstellung und Montage in der Schweiz geben, und Investoren werden nicht bereit sein, eine einheimische industrielle Massenherstellung von Solarzellen aufzubauen. Damit wiederum verzögern sich die von allen Seiten postulierten Kostensenkungen.

Damit Kostensenkungen möglich werden, muss der Schritt in die Massenherstellung erfolgen. Alle Mengen-Limiten müssen beseitigt werden. Das Ausbautempo müsste statt mit Kontingenten besser mit einer massgeschneiderten Absenkung der Vergütung gesteuert werden, mit einer „scala mobile“ wie in Deutschland, wo die Preissenkungen beschleunigt werden, wenn der Ausbau der Photovoltaik zu rasch und zu teuer erfolgt, und wo Senkungen der Einspeisevergütungen zurück genommen werden, wenn der Ausbau stockt.²⁶ Solange andere Länder bessere Rahmenbedingungen anbieten (namentlich Deutschland, Frankreich, gewisse US-Teilstaaten), bleibt die Schweiz als Standort für die vielversprechendsten neuen Technologien denkbar unattraktiv.

²⁶ Erneuerbare Energien-Gesetz § 20 Absatz 8a und 8b

4. Politische Schritte zur Umsetzung

Übersicht

Um die Schweiz auf erneuerbare Energien umzustellen, sind Aktionen auf Ebene Bund, Kantone und notwendig. Die These ist hier, dass nur eine Volksinitiative den Mengendeckel bei den Einspeisevergütungen rasch beseitigen kann und den nötigen Druck ausübt, damit das Parlament handelt. Einspeisevergütungen und erneuerbare Energien sind populär, führen direkt zum Ausbau einheimischer Wirtschaftszweige (Maschinenindustrie, Bau- und Landwirtschaft). Zudem dürften sich die Mehrkosten von Solarstrom bis zu einer Volksabstimmung (ca. 2012) nahezu halbieren, von heute 50 bis 70 Rp./kWh auf ca. 25 bis 35 Rp./kWh. Und weitere Absenkungen der Vergütungen lassen sich für die Zeit danach ebenfalls im Gesetz verankern.

Politisch müssen verschiedene Stossrichtungen und Ebenen (Bund, Kantone, Gemeinden) in Betracht gezogen werden. Zu den wichtigsten gehören:

1. Beseitigung des Zulassungsstopps für Strom aus erneuerbaren Energien, Volksinitiative „Deckel weg“
2. Als Begleitmassnahmen für die Freigabe der Einspeisevergütungen zu diskutieren ist
 - die Schaffung eines Kosten-Korridors für die Photovoltaik: nicht mehr die Mengen werden limitiert, sondern bei einem als zu stark empfundenen Ausbau sinken die Einspeisevergütungen beschleunigt ab, oder sie werden erhöht, wenn der Ausbau stockt („scala mobile“).
 - Eine weitergehende Entlastung für die energieintensiven Betriebe als heute. Das bisherige Regime ist evtl. nachzubessern, sollten die Schweizer Preise im internationalen Wettbewerb nicht zu hoch werden.
3. Als Übergangslösung bis zur Volksabstimmung:
 - Einführung von kostendeckenden Einspeisevergütungen durch die Kantone (wie zB. in Basel-Stadt)
 - Generierung von zusätzlichen Mitteln für die KEV, zB. aus der CO₂-Abgabe (Kompensation von Gaskraftwerken)
4. Liberalisierung und Beschleunigung der Bewilligungsverfahren auf kommunaler und kantonaler Ebene.
5. Durchsetzung des BAT-Standards (*best available technology*) in **allen** Verbrauchsbereichen und nicht bloss selektiv wie bei der nun laufenden Revision der Energieverordnung.
6. Verbot für Firmen in staatlicher Hand, in neue Kraftwerke mit nichterneuerbaren Energien zu investieren; sukzessiver Verkauf der Beteiligungen an Atom- und Kohle-Kraftwerken. Völlige Trennung von Kraftwerkbau und Staat bei nichterneuerbaren Energien.
7. Massnahmen für den beschleunigten Netzausbau und für den Ersatz frei stehender Hochspannungsnetze durch Erdkabel
8. Einführung der Gleichstromtechnologie im internationalen Stromhandel
9. Einführung einer obligatorischen Gebäude-Energie-Etikette nach Beispiel Deutschland.
10. Durchsetzung der CO₂-Abgabe im Verkehrsbereich
11. Ausbau der elektrischen Mobilität mit einem Effizienz und Herkunftsnachweis des Stroms für erneuerbar betriebenen Elektrofahrzeuge.

Vorschläge auf Ebene Bundesverfassung

Lancierung einer breit abgestützten Volksinitiative auf Bundesebene

Volksinitiative für sauberen und sicheren Strom

Bundesverfassung Art.89 Absatz 3^{bis} (neu)

Wer umweltverträglich Elektrizität aus erneuerbaren Energien produziert, hat Anspruch auf eine kostendeckende Vergütung gemäss Referenzanlage und Stand der Technik.

Übergangsbestimmung

Hat der Gesetzgeber innert Jahresfrist nicht alle Bestimmungen angepasst, welche Art. 89 Abs. 3^{bis} entgegenstehen, erlässt der Bundesrat diese unmittelbar per Verordnung. Das Gesetz kann die Vergütungen für Neuanlagen aussetzen, wenn die Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien erreicht ist. Es kann Stromimporte aus erneuerbaren Energien mitberücksichtigen, wenn diese die Versorgungssicherheit der Schweiz erhöhen.

Wichtig ist, dass die Volksinitiative zügig lanciert wird und damit Druck für eine rasche Revision der Einspeisevergütungen erzeugt.

Mit der Formulierung im Initiativtext, wonach der Strom „umweltverträglich“ erzeugt werden soll, kann auch der Bund bei gewissen Technologien Beschränkungen auferlegen, zB. an die Erfüllung der Restwasser-Bestimmungen anknüpfen. Der Bund muss Strom, der bundesrechtswidrig erzeugt wird (zB. ohne Beachtung der Restwassermengen), nicht auch noch vergüten. Grosskraftwerke fallen faktisch ebenfalls nicht unter die Verfassungsbestimmung, weil bei ihnen die Kosten der Stromerzeugung (gerechnet auf eine Amortisationszeit von 40 Jahren) unter dem Marktpreis liegen.

Massnahmen: Bundesgesetze

Eine Volksinitiative ist ein langfristiges, aber wirksames Druckmittel. Flankierend zur Freigabe der Einspeisevergütungen sollten Massnahmen in Betracht gezogen werden, welche die Akzeptanz einer Volksinitiative verbessern:

Einführung einer „scala mobile“ anstelle von Kontingenten für die Photovoltaik

Als Begleitmassnahme für die Freigabe der Einspeisevergütungen schaffen wir neu einen Preis-Mengen-Korridor für die Photovoltaik: nicht mehr die Mengen werden limitiert, sondern bei zu grossem Ausbau sinken die Einspeisevergütungen beschleunigt ab („scala mobile“). Als Arbeitsformel könnte gelten:

- **Zubaumenge (MW) in Promille = Vergütungsdegression im Folgejahr [im Maximum 15%²⁷]**
- **Vergütungen sollen aber nie höher sein als in Deutschland²⁸**

Beispiel:

- Zubau von 125 MW senkt Einspeisevergütungen für Photovoltaik um 12,5 % im Folgejahr [zB. ab 1.3.];
- Zubau von 200 MW senkt Einspeisevergütungen um 15 % im Folgejahr
- Zubau 10 MW senkt Einspeisevergütungen nur um 1% im Folgejahr, solange Vergütungen in Deutschland noch höher

Wächst der Zubau der Photovoltaik während zwei auf einander folgenden Jahren „zu stark“, sinkt die Vergütung um zweimal maximal 15% (statt wie bisher 8%) und würde danach etwa 10% unter den markt-dominanten deutschen Vergütungen liegen. Für kommerzielle Investoren wäre es dann viel

²⁷ 15% entspricht der deutschen Maximalabsenkung plus 5%.

²⁸ Dies rechtfertigt sich durch die bessere Sonneneinstrahlung in der Schweiz.

interessanter, in Deutschland zu investieren und eine Reduktion der Investitionen in der Schweiz wäre zu erwarten; jedoch bliebe den Anbietern eine völlige Mengenbeschränkung (Blockierung) des Zubaus erspart, und die beschleunigte Absenkung würde nach wie vor Anbieter anlocken, die noch freie Kapazitäten zu Grenzkosten „verschern“ möchten.

Überprüfung der Vergütungsdegression für Photovoltaik

Bei den Solarzellen ist die bisherige Knappheit gewichen. Der Markt bewegt sich vom Verkäufer- zum Käufermarkt. Grosse Mengen an Solarzellen werden neu zu günstigeren Preisen verfügbar. Das Schweizer System lässt sich verbessern:

- a) Manche Anbieter auf dem Solarmarkt passen ihre Preise der Höhe der Einspeisevergütungen an. Unternehmen, die zu höheren Preisen in Deutschland verkaufen, liefern bei sinkenden Grenzkosten Zellen etwas billiger in die Schweiz.
- b) Manche Investoren würden auch bauen, wenn eine tiefere Vergütung (und damit eine tiefere Verzinsung) gelten würde.
- c) Der gesunkene Eurokurs verbilligt manche Solarzellen.
- d) Die höhere Sonneneinstrahlung erlaubt eine etwas tiefere Vergütung als in Deutschland.
- e) Voraussichtlich werden in der Bundesrepublik im laufenden Jahr über 2 GW neue Solaranlagen installiert. Damit erhöht sich die Absenkung in Deutschland auf 10 % pro Jahr. Diese schnellere Absenkung könnte auch in der Schweiz angewendet werden.

Entlastung für energieintensive Betriebe

In Deutschland und der Schweiz geniessen die energieintensiven Betriebe bei der Kostenumlage für die Einspeisevergütungen eine gewisse Entlastung (Belastungsobergrenze in Prozent). Steigen die Kosten der Einspeisevergütungen weiter an, sind gezielte Entlastungen dort angesagt, wo Firmen im internationalen Wettbewerb objektive Nachteile erfahren. Da die Schweizer Strompreise derzeit tiefer liegen als im übrigen Europa, ist dies eine eher vorsorgliche gesetzliche Massnahme für den Fall, dass die Preisverhältnisse sich markant ändern sollten. Auch wäre es nicht sachgerecht, die Wirtschaft von allen Kosten generell zu befreien, denn die Unternehmen gehören zu den grossen Nutzniessern billigen Stroms aus Wasserkraft und anderen erneuerbaren Energien, der entsteht, wenn die Neuanlagen einmal abgeschrieben sind.

Sofortmassnahme: Unbeschränkte Einspeisevergütungen für PV-Anlagen auf Neu- und Umbauten

Besonders ärgerlich ist die Deckelung der Photovoltaik für die Ersteller von Neu- oder Umbauten. Ist ein Haus gebaut, ist die Möglichkeit einer ästhetisch gut integrierten Solaranlage oft für lange Zeit vergeben. Aufgeständerte Anlagen verursachen danach höhere Kosten oder bringen ästhetische Nachteile. Fassaden- und dachintegrierte Lösungen lassen sich nachträglich oft nicht mehr verwirklichen. Einer der Wege, die Situation zu entschärfen, könnte dahin gehen, wie in Frankreich allen dachintegrierten Anlagen losgelöst vom bestehenden Kostendeckel grünes Licht bei den Einspeisevergütungen zu geben.

Verpflichtung der Stromunternehmen, erneuerbare Energien abzugelten oder selber einzuspeisen:

Die derzeit bestehenden, hohen Margen der Verbundwerke belasten die Stromkonsumenten viel stärker als die Kostenumlage für erneuerbare Energien. Mit den hohen Gewinnen haben die grossen Stromkonzerne bisher fast nur ihr Ausland-Portfolio vergrössert. Davon wurde sehr riskant in vorwiegend nichterneuerbare Energien investiert (Gaskraftwerke, Kohlekraftwerke in Europa, Atompläne in der Schweiz, sehr wenig Windenergie).

Es ist stossend, weil die meisten Kantonsregierungen als Eigentümer keinen Einfluss auf die Investitionen nehmen – auch dann nicht, wenn es um Kohle- oder Atomkraftwerke investieren. Bisher agierten viele Regierungen eher wie Befehlsempfänger der Gas- und Atomlobby.

Die Frage stellt sich, wie man diese hohen Margen nutzbringend umpolen kann.

Weitere Absenkung der Netzgebühren oder der Energiepreise

Eine Möglichkeit besteht darin, diese Gewinne durch den Preisüberwacher absenken zu lassen, soweit sie im Energiegeschäft entstehen. Für die Absenkung von übersetzten Netzgebühren ist ElCom zuständig. Im Prinzip kann jeder Kunde und jede Kundin die übersetzten Preise/Gewinne anfechten. Es wäre Aufgabe dieser Aufsichtsbehörden, die gefangenen Kunden vor übersetzten Energiepreisen zu schützen. Mit dem gewonnen Spielraum könnten die Zuwendungen für Einspeisevergütungen weiter erhöht werden.

KEV-Verpflichtung für Elektrizitätswerke

Eine andere Möglichkeit bestünde darin, von den Konzernen mit einer Verschärfung des Energiegesetzes mehr Investitionen in erneuerbare Energien zu fordern. Werden diese nicht durch eigene Investitionen oder spezifische Bezugsverträge nachgewiesen, könnte der Bund einen Teil der hohen Gewinne zur Finanzierung von Einspeisevergütungen heranziehen, bis die gesetzlichen Mindestquoten eingehalten werden.

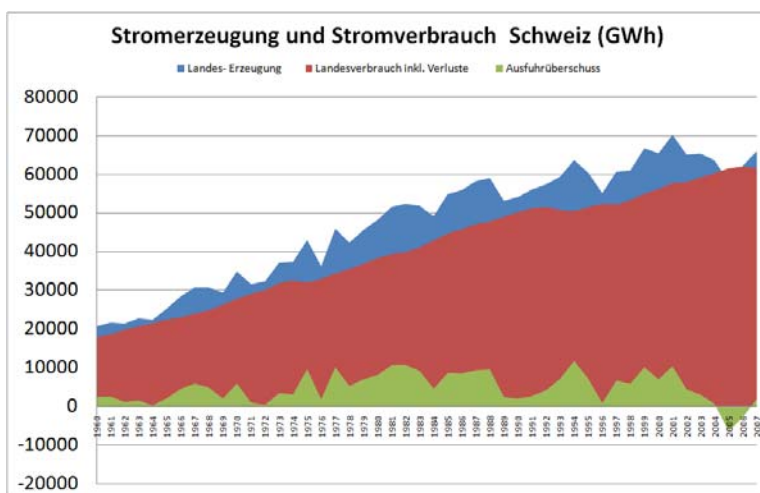
Man könnte so von der Axpo zum Beispiel einen durchschnittlichen Anteil von 60% an erneuerbaren Energien verlangen, wobei für jedes fehlende Prozent eine Zahlung von 5 Rp./kWh an die Swissgrid zu leisten wäre. Die Quote von 60% könnte von Jahr zu Jahr um zB. 2 % angehoben werden. So erhielte die Elektrizitätswirtschaft endlich die richtigen Anreize und die Geldmittel für Einspeisevergütungen stünden parat, ohne dass die Strompreise steigen würden.

Die Wirkung wäre klar: Wenn die grossen Verbundwerke nicht selber in neue erneuerbare Energien investieren, würden sie wenigstens den Geldtopf von Swissgrid für zusätzliche Einspeisevergütungen alimentieren statt das Geld in Kohle-/Gas-/Atomprojekte zu tragen.

Die Swissgrid (und nicht etwa Axpo/Alpiq/BKW selber) könnte ein gesetzeskonformes, nicht-diskriminierendes Verfahren garantieren, das alle Anmeldungen von neuen Projekten fair berücksichtigt. So könnten rasch zusätzliche Einspeisevergütungen für Anlagen von Dritten erreicht werden, ohne dass die Konsumenten zusätzlich belastet werden. Und es würde vermieden, dass die Verbundwerke nur ihren „Lieblingskunden“ Einspeisevergütungen gewähren.

Finanzierung von Einspeisevergütungen aus CO₂-Kompensationen

Zusätzlich können auch die Kompensationsleistungen von Gaskraftwerken für Einspeisevergütungen verfügbar gemacht werden.



Einspeisevergütungen leisten einen direkten Beitrag zur Absenkung der CO₂-Emissionen. Sie führen zur Substitution von (CO₂-haltigen) Stromimporten und ermöglichen im Inland den Ersatz von Öl- und Gasheizungen durch erneuerbar betriebene Wärmepumpen.

In der EU müssen Gaskraftwerke mit finanziellen Belastungen rechnen und ihre CO₂-Zertifikate ab 2013 ersteigern. Mit einer KEV-Abgabe in ähnlicher Höhe erwächst

den Gaskraftwerken kein Nachteil.

Die Schweiz ist heute Stromimportland. Der Stromverbrauch wächst schneller als die inländische Stromerzeugung. Deshalb steigen die Importe und mit ihnen der CO₂-Gehalt der Stromerzeugung. Die CO₂-Emissionen im EU-Strommix betragen zur Zeit 400g/kWh (Mittel). Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erweist sich als erfolgreichste Methode für CO₂-Reduktionen. Zudem ist der Beitrag der erneuerbaren Energien – im Unterschied zu Zertifikaten aus dem Klimarappen – objektiv messbar und wird nicht durch Mitnahmeeffekte und Scheinlösungen beeinträchtigt.

Mit der Finanzierung der KEV aus Gaskraftwerken können Stromimporte und damit CO₂-Emissionen verdrängt werden. Jede zusätzliche kWh aus erneuerbaren Energien im Inland senkt die CO₂-Emissionen um 400 g/kWh. Die SP hat folgende Lösung für Gaskraftwerke im Ständerat beantragt:

1. Gaskraftwerke zahlen eine CO₂-Abgabe von 87 CHF Tonne, (62.50-87 Fr./t je nach definitiver Höhe der Inland-Kompensation 50 oder 70 Prozent).
2. Das Geld fliesst als Zusatzbeitrag in die KEV. Die Gaskraftwerke finanzieren damit ihren eigenen Real-Ersatz durch neue erneuerbare Energien im Inland.
3. Die Finanzierung ermöglicht (je nach Höhe der Abgabe) einen Realwert von 250-700 MW Anlagen aus Windenergie, Biomasse oder dezentraler Wasserkraft, gerechnet mit 2000 h Jahreslaufzeit und spezifischen Mehrkosten von 0.05 Rp./kWh.
4. Die CO₂-freie Stromerzeugung im Inland würde damit um rund 800-1200 GWh weiter anwachsen, was die CO₂-Emissionen um 350'000-490'000 Tonnen senken würde. Die CO₂-Emissionen sinken weiter, wenn der Strom in Wärmepumpen mit einer hohen Leistungsziffer zum Einsatz kommt, die fossil beheizte Heizungen ersetzen, was real ja stattfindet.

	50% Inland	70% Inland	Einheit
Gaskraftwerk Leistung	400000	400000	kW
Jahresstunden	5000	5000	h
Jahresproduktion	2'000'000'000	2'000'000'000	kWh
CO ₂ Emission total	700'000	700'000	t
CO ₂ Emission spezifisch	0.35	0.35	kg/kWhe
Anteil CO ₂ Inlandreduktion	50%	70%	
Inlandreduktion in Tonnen	350'000	490'000	t CO ₂
Reduktion von CO ₂ pro kWh Inland-EE/7a	0.40	0.40	kg CO ₂
erforderliche kWh für Inlandkompensation	875'000'000	1'225'000'000	kWh
langfristige Mehrkosten pro kWh EE	0.05	0.05	Fr./kWh
erforderliches Abgabevolumen	43'750'000	61'250'000	Fr.
Belastung CO ₂ -Abgabe Fr./t	62.5	87.5	Fr./t
spezifische Belastung pro kWh Gas-Strom	0.022	0.031	Fr./kWh
verbleibende Kompensation Ausland	350'000	210'000	t CO ₂

Figur 41 Geldflüsse und CO₂-Reduktionen bei 50% und bei 70 % Inlandkompensation der Gaskraftwerke

Bestgeräte-Strategie

Durchsetzung des BAT-Standards (*best available technology*) in **allen** Verbrauchsbereichen, nicht bloss selektiv wie bei der nun laufenden Revision der Energieverordnung. (siehe Konzept von SAFE). Einführung einer obligatorischen Gebäude-Energie-Etikette nach Beispiel Deutschland.

Gebäudesanierungsprogramm

Ausdehnung des Gebäudesanierungsprogramms, finanziert aus einer Teilzweckbindung der CO₂-Abgabe auf mindestens 20 Jahre.

Ausbau der Netze

Massnahmen für den beschleunigten Netzausbau und für den Ersatz frei stehender Hochspannungsnetze durch Erdkabel; Einführung der Gleichstromtechnologie im internationalen Stromhandel. Um die Stromdrehscheibe Schweiz dem europaweiten Ausbau der Wind- und Solarenergie anzupassen, sind die internationalen Netzverbindungen zu verstärken. Auf langen Strecken sollten die Übertragung auf Gleichstrom umgestellt werden (verlustarm, ohne Elektromog).

Erdkabel statt Freileitungen

in sensiblen Gebieten sollten Erdkabel obligatorisch werden.

Bessere Anbindung an die Europäische Union

Die Schaffung einer einzigen Regelzone in Zentraleuropa (von Dänemark bis Schweiz, evtl. bis Italien) könnte regulative Hürden beim Stromaustausch und bei der Stromspeicherung abbauen helfen. Die Verminderung der grenzüberschreitenden Gebühren könnte den Zugang zu Gebieten mit grossen Ressourcen erleichtern (Nordsee, Frankreich, Spanien).

Kantonale Massnahmen

Verbindliche Muster-Energieverordnung (MUKEN)

Ein ganzes Bündel an kantonalen Massnahmen findet sich im Bericht „Bern erneuerbar“.²⁹ Zu den zentralen Massnahmen auf kantonaler Ebene gehören gute Bauvorschriften (MUKEN), wie sie von den Kantonen erlassen wurden. Wichtig dabei ist, dass nicht einzelne Vorschriften aus dem Gesamtkontext herausgebrochen werden, sondern dass die Verordnung integral Anwendung findet.

Kantonales Gebäudesanierungsprogramm

Ein Sanierungsprogramm für bestehende Gebäude spart Energie und Geld. Neuerdings stellt auch der Bund den Kantonen Geldmittel zur Verfügung, die man auf kantonaler Seite aufstocken sollte. Der Grund für solche Programme: Der Markt funktioniert nicht. Die Hausbesitzer wälzen die Nebenkosten auf die Mieter ab und haben wenig Anreize zum Investieren. Das ändert sich erst, wenn eine echte Förderung garantiert.

Kantonale Einspeisevergütungen

Der Kanton Basel-Stadt hat in Ergänzung zum Energiegesetz des Bundes im Januar 2009 kantonale Einspeisevergütungen beschlossen. Diese haben den Charakter einer Zwischenfinanzierung bis das Bundesrecht neue Kontingente freigibt.

Kantonale Lenkungsabgaben auf Strom

Der Kanton Basel-Stadt hat seit 1985 eine Förderabgabe und seit 1999 eine Lenkungsabgabe von ca. 4 Rp./kWh auf Strom. Letztere wird rückerstattet und verbilligt die Sozialversicherungsprämien der Betriebe um 0,5%³⁰. Haushalte erhalten einen Ökobonus von 65 CHF pro Kopf.

Kanalisation der Projekte durch Richtplanung

Verschiedene Umweltorganisationen melden Bedenken an, wenn neue Wasserkraftwerke oder Windkraftwerke in Betrieb gehen. Planung und Zulassung dieser Anlagen ist Sache der Kantone. In sensiblen Gebieten müssen und können deshalb Beschränkungen in Betracht gezogen werden. Das Recht auf Vergütung bedeutet nicht, dass automatisch auch ein Baurecht besteht.

Die Kantone haben die Möglichkeit, die Nutzung von erneuerbaren Energien mit Richtplänen in die richtigen Bahnen zu lenken. Die Stiftung Landschaftsschutz versucht, diese Planungspflichten in eine eigentliche Verhinderungsplanung umzumünzen. Dies kann nicht der Zweck einer Richtplanung sein.

Punktuelle Lockerung des Landschaftsschutzes

Die Belastung der Landschaft und des Ortsbildes ist vergleichsweise gering, wenn wir diese Bauten mit den Folgen der nichterneuerbaren Energien vergleichen: Gletscherschwund, Verlust an Biodiversität und Veränderungen durch Klimaveränderung Rutschungen, Überschwemmungen, Waldverlust usw.). Es ist richtig und wichtig, in sensiblen Gebieten Schutzbestimmungen zu erlassen

²⁹ Siehe www.rechsteiner-basel.ch oder http://www.rechsteiner-basel.ch/uploads/media/Bern_erneuerbar_01.pdf

³⁰ Gemessen an der ALV-Prämie. <http://www.bonusbasel.ch/faq/faq3.html>

oder zu verschärfen. In anderen Gebieten, besonders manche unter kantonalem Naturschutz, sind an besonders windhöfigen Stellen auch Lockerungen in Betracht zu ziehen.

Der Kanton Baselland ist daran, seine Schutzgebiete für die Erzeugung von Windstrom zu überprüfen und punktuell zu öffnen, weil Windturbinen und Naturschutz an manchen Orten vereinbar sind.

Lancierung von kantonalen Volksinitiativen oder parlamentarischen Vorstössen

Insgesamt geht es darum, auf kantonaler Ebene die vielen Hemmnisse zur Nutzung von erneuerbaren Energien zu überprüfen und zu lockern. Eine Muster-Volksinitiative zählt die Bausteine auf, die heute je nach Kanton sinnvoll erscheinen:

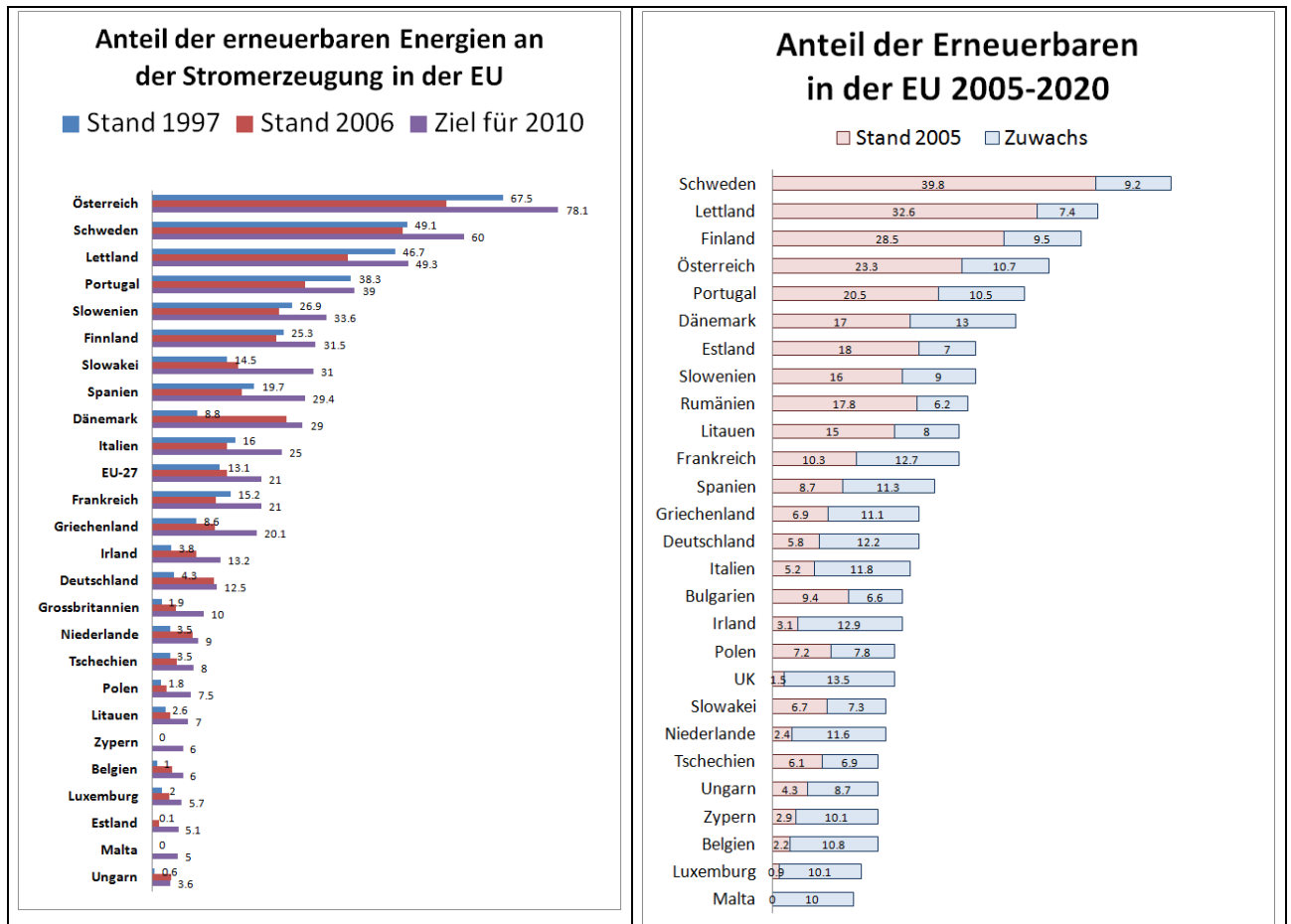
Kanton erneuerbar!

1. Spätestens ab 20... sind die Bestimmungen der Musterenergieverordnung (MUKEN) im Kanton verbindlich.
2. Der Kanton lanciert ein Gebäudesanierungsprogramm. Er setzt sich zum Ziel, bis 2020 mindestens 80% der Öl-, Gas- und 100% der Elektro-Widerstands-Heizungen durch effizientere Heizungen mit erneuerbaren Energien zu ersetzen. Der Kanton fördert thermische Solaranlagen, Holzheizungen und die direktthermische Geothermie zur Wärmegegewinnung.
3. Die Finanzierung der Massnahmen nach Punkt 3 erfolgt aus den Beiträgen des Bundes oder von Privaten (zB. Klimarappen) sowie aus einem Beitrag der Netzbetreiber im Kanton, der mindestens einen Drittel des Jahresgewinns dafür zur Verfügung stellt. Reichen diese Mittel nicht aus, kann der Regierungsrat die verbleibenden Kosten durch einen Zuschlag auf den Netzgebühren decken.
4. Untersteht ein Gebäude nicht dem kantonalrechtlichen oder eidgenössischen Denkmalschutz, so besteht ein Rechtsanspruch, die Gebäudehülle mit Solaranlagen zu bestücken.
5. Der Kanton scheidet Vorranggebiete für die Nutzung von erneuerbaren Energien („erneuerbare Energien-Zonen“) aus, die gross genug sind, um zusammen mit dem zugekauften Strom aus erneuerbaren Energien und mit der Nutzung bestehender Dächer eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien ermöglichen. Dachflächen und Infrastrukturen (zB. Lärmschutzwände, Lawinenverbauungen) in öffentlicher Hand werden Privaten zur Stromerzeugung gegen ein bescheidenes Entgelt zur Verfügung gestellt.
6. Gemeinden haben das Recht, Windturbinen zur Eigenversorgung und zur Versorgung der angrenzenden Gemeinden zu erstellen, wenn diese ausserhalb von nationalen oder kantonalen Landschaftsschutzgebieten geplant werden und wenn die minimale Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe 4,5 m/s übersteigt; demokratisch gefasste Beschlüsse der Standortgemeinden sind für den Regierungsrat in der Regel verbindlich.
7. Der Kanton sorgt dafür, dass die Netzbetreiber keine degressiven Tarife erheben. Sparsame Verbraucherinnen und Verbraucher dürfen in keinem Fall einen höheren Tarif pro kWh bezahlen als die Bezüger von grossen Strommengen zur selben Tageszeit.
8. Unternehmen, an denen der Kanton beteiligt ist, verzichten auf Investitionen in Kohle- oder Atomkraftwerke. Das Gesetz regelt die Mandatierung der kantonalen Vertreter in den massgeblichen Gremien verbindlich. Die Beteiligung an Anlagen zur Stromerzeugung aus Erdgas in Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen ist möglich, wenn die Abwärme zu Heizzwecken verwendet wird.
9. Der Kanton setzt sich dafür ein, dass Stromleitungen bis 100 kV grundsätzlich in den Boden verlegt werden. In sensiblen Gebieten setzt er sich für eine Erdverlegung der Leitungen mit höherer Spannung ein.

5. Die Massnahmen der Europäischen Union

Die 20-20-20-Strategie

Die Europäische Union hat im Dezember 2008 verbindliche Massnahmen für den Klimaschutz und die erneuerbaren Energien verabschiedet. Eine wichtige Rolle spielten dabei die Ausbau-Erfolge in den letzten 10 Jahren, aber auch die gestiegenen Ölpreise und die Versorgungsrisiken der russischen Erdgaslieferungen.



Figur 42 EU-Rahmenrichtlinie 2001/77/EG: Anteile der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch

Figur 43 Ziele der EU 2008 für alle erneuerbaren Energien

Die 20-20-20 Strategie steht in der Tradition der bereits im Jahre 2001 beschlossenen Richtlinie, den Anteil der erneuerbaren Energien von 13,9 auf 22 % zu steigern. Den verschiedenen EU-Ländern ist dies in unterschiedlichem Masse gelungen (Figur 42).

Die 20-20-20-Strategie vom Dezember 2008 geht weiter und beschlägt nicht bloss die Stromerzeugung, sondern den Anteil der erneuerbaren Energien am **gesamten Energieverbrauch** (!). Sie beinhaltet konkret:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen um 20 Prozent,
- Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien am Energieverbrauch auf 20 Prozent (Figur 43)
- Verbesserung der Energieeffizienz um 20 Prozent.

Das Paket enthält die Absichtserklärung, die CO₂-Reduktionen auf 30 Prozent zu erhöhen, sofern ein für die EU zufrieden stellendes internationales Klimaschutzübereinkommen vereinbart werden kann.

Erneuerbare Energien

Die Richtlinie gibt ein rechtlich verbindliches Ziel (20%) für den Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien am **Endverbrauch** vor. Das Ziel gilt für jeden einzelnen Mitgliedstaat, wobei durch einen Kooperationsmechanismus die Möglichkeit geschaffen wird, mit anderen Mitgliedstaaten zusammen zu arbeiten. Es können zum Beispiel wechselseitige Beteiligungen an Kraftwerken in Partnerländern für die Zielerreichung im eigenen Land herangezogen werden.

CO₂-Reduktionen

Anstelle der bisher nationalen CO₂-Ziele gilt ab 2013 EU-weit ein Emissions-Plafond, der bis 2020 schrittweise um 21% abgesenkt wird. Die Emissionsrechte werden verstärkt auktioniert. Es besteht ein Ausgleichsmechanismus, der vor allem den neuen Mitgliedstaaten in Osteuropa eine verzögerte Anpassung ermöglicht. Ab 2013 werden die Stromversorgungsunternehmen in Westeuropa ihre Emissionsrechte einkaufen müssen.

Industriebetriebe werden ab 2013 20 Prozent ihrer Rechte kaufen müssen, 2020 70 Prozent und ab 2027 100 Prozent. Insgesamt wird ab 2013 somit rund die Hälfte aller Emissionsrechte auktioniert.

Das revidierte Emissionshandelssystem ermöglicht die Anrechnung von Emissionsgutschriften von ausserhalb der EU. Ihr Beitrag kann jedoch nicht mehr als die Hälfte des Reduktionsziels ausmachen, maximal also 10 Prozent.

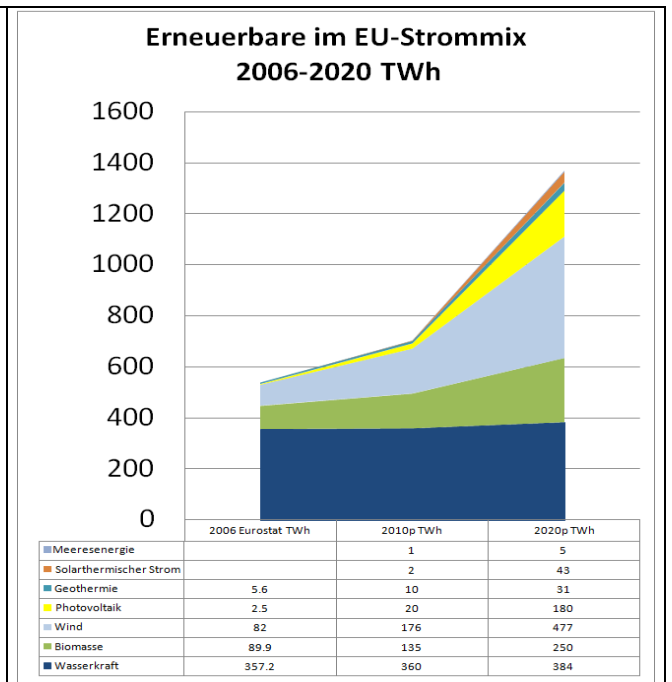
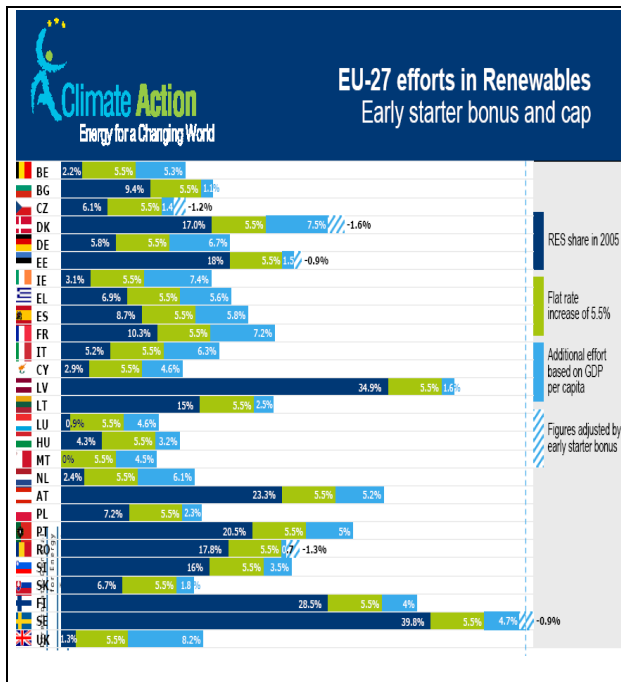
Die Mitgliedstaaten sollen mindestens die Hälfte der Einnahmen aus den Auktionen für Klimaschutzmassnahmen verwenden. Durch das Emissionshandelssystem sollen gezielt Anreize gesetzt werden, in die Einlagerung von CO₂ (sogenanntes Carbon Capture and Storage)³¹ zu investieren. Auch sind Subventionen für Kohlekraftwerke möglich, wenn diese nach dem neusten Stand der Technik gebaut werden. Bis zu 300 Mio. Emissionsrechte werden bereit gestellt, um bis zu 12 CCS-Demonstrationsprojekte und Innovationen mit erneuerbaren Energien zu unterstützen. Damit wird von der EU auf Druck der fossilen Lobby eine höchst fragwürdige Entwicklung gefördert.

Die Einigung will Emissionsstandards für neue Personenwagen festlegen. Die neue Gesetzgebung sieht vor, dass die Neuwagenflotte zwischen 2012 und 2015 auf 120 Gramm CO₂ pro km gesenkt wird. Langfristig, d.h. bis 2020 soll die Reduktion bis 95 Gramm weitergeführt werden.

Die Einigung umfasst ferner Vorgaben für kleinere Emissionsquellen in Bereichen wie Transport, Gebäude, Landwirtschaft und Abfall, die ihrerseits 60 Prozent der gesamten Treibhausgasemissionen der EU ausmachen. Bis 2020 sollen die Emissionen dieser Bereiche um durchschnittlich 10 Prozent im Vergleich zum Jahr 2005 reduziert werden.

³¹ CCS Carbon Capture and Storage, eine technisch umstrittene und sehr teure Methode, abgeschiedenes CO₂ unter dem Boden zu lagern, zum Beispiel in leeren Gaskavernen.

Lastenteilung



Figur 44 Zunahme der erneuerbare Energien in der Europäischen Union, Übersicht nach Ländern. (Schaefer 2008)³²

Figur 45 Anstieg der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung (bis 2020 Schätzung EREC)

Die 20-20-20-Ziele müssen abgestuft nach wirtschaftlicher Leistungsfähigkeit erreicht werden(Figur 44):

- Es gilt für jedes Land die generelle Pflicht, den Anteil der erneuerbaren Energien um 5,5% zu erhöhen.
- Die weitergehenden Schritte werden je nach Höhe des BIP pro Kopf differenziert.
- Länder mit früher Förderung der erneuerbaren Energien dürfen einen Vorreiter-Bonus geltend machen.

Es wird niemanden überraschen, wenn die nun verfügbaren Ziele von manchen Ländern bei weitem überschritten werden, angetrieben von technischen und wirtschaftlichen Erfolgen der erneuerbaren Energien im Umfeld gestiegener Öl-, Gas-, Kohle- und Uranpreise. Manche Länder wiederum hinken notorisch nach.

Weil die Anteile der erneuerbaren Energien im Verkehrsbereich voraussichtlich nur von 1% auf 10 % wachsen, und weil es höchst unvernünftig ist, Agrotreibstoffe in grossem Stil für den Betrieb von Automobilen zu verwenden, werden die Zielbeiträge in den Bereichen Wärme/Industrie und Stromerzeugung grösser ausfallen müssen als 20%.

Nach Berechnungen des Branchenverbands EREC wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien deshalb von 16 auf gegen 40 Prozent im Jahre 2020 ansteigen. Den grössten Beitrag dabei leistet die Windenergie (Figur 45).

³² Oliver Schaefer, European Renewable Energy Council: Der europäischen Herausforderung begegnen!
http://www.jahreskonferenz.de/fileadmin/ee08/vortraege/ee08_schaefer.pdf

Schlupflöcher im Klimaregime

Ursprünglich war das internationale Klimaabkommen von 1990 darauf ausgerichtet, CO₂-Reduktionen in geographisch definierten Gebieten zu erreichen. Nach und nach wurden „flexible Mechanismen“ ins Kyoto-Protokoll eingebaut, nicht zuletzt auf Druck der USA, die dann schliesslich dem Abkommen fern blieben.

Dadurch wurde das vermeintlich strenge Klimaschutzabkommen zur politischen black box. Wo, wann und wie viel CO₂-Reduktionen erfolgen ist in zunehmendem Masse intransparent. Vom Emissionshandel gingen zudem keine klaren Anreize aus, weil viele Ländern ihren Industrien mehr CO₂-Zertifikate gratis zuteilten als diese eigentlich benötigten. Damit erwies sich der CO₂-Preis als sehr volatil und vermittelte nur wenig Anreize, aus erneuerbare Energien und Energieeffizienz umzustellen. Viele Länder, auch die Schweiz, konzentrierten sich darauf, alle denkbaren Schlupflöcher zu bewirtschaften, statt echte Massnahmen zu ergreifen.

Der **Clean Development Mechanism (CDM)** erlaubt es den Industrieländern, CO₂-Reduktionen in **Entwicklungsländern** zu finanzieren und sie auf die eigenen, landesweiten Kyotoziele anzurechnen.

Der Emissionshandel **innerhalb der Industrieländer** läuft unter der Bezeichnung **Joint Implementation (JI)**. Während JI nur Umverteilungen ein- und desselben Stücks des Kuchens regelt, dessen Grösse durch Kyoto vorgegeben ist, wird durch CDM der Kuchen selber, der den Industrieländern an Verschmutzungsrechten zur Verfügung steht, vergrössert.

Damit wurden Möglichkeiten geschaffen worden, die vereinbarten CO₂-Reduktionen zu exportieren und teilweise auch zu unterlaufen. Kritisch ist die sogenannte Additionalität: Wann führt ein Projekt in der 3. Welt tatsächlich zu zusätzlichen CO₂-Reduktionen? Die Beglaubigung in fernen Ländern verläuft häufig zweifelhaft.³³ Es gibt Mitnahmeeffekte: es werden CO₂-Reduktionen verbrieft, die auch ohne CDM-Vergütung statt finden und somit gar keine echten CO₂-Reduktionen sind. Man könnte die CDM- und Ausland-Zertifikate auch als „Subprime-Papiere“ im Klimaschutz bezeichnen.

Wohin dies führen kann, zeigt sich in der Bundesrepublik Deutschland. Dort darf die Industrie, die in den Jahren nach 2000 etwa 500 Mio.t/a aussties, und der für 2010 453 Mio.t/a zugebilligt worden waren, via CDM und JI Zertifikate in Höhe von 90 Mio.t/a hinzukaufen. Unternehmen, deren Anlagen dem Emissionshandel unterliegen, brauchen als Gruppe gesehen somit keine Tonne einsparen, sondern dürfen mehr zukaufen, als sie reduzieren müssen.³⁴

EU bleibt Vorreiter

Das neue EU-Regime ist zwar angereichert mit „Flexibilitäten“ und deshalb beileibe nicht ohne Mängel. Letztlich sind die 20-20-20-Beschlüsse aber doch ein Erfolg. Mildernd lässt sich einwenden, dass in erster Linie die dem Wettbewerb ausgesetzte Exportwirtschaft geschützt wird und – bei der Stromerzeugung – Lockerungen überwiegend den osteuropäischen Ländern zugute kommen. Länder, die technologisch an die Spitze wollen, werden auf alten Techniken verharren. Dies umso mehr als sich nun auch in den USA und in China ein gigantischer Markt mit erneuerbaren Energien abzeichnet.

Als Fazit bleibt:

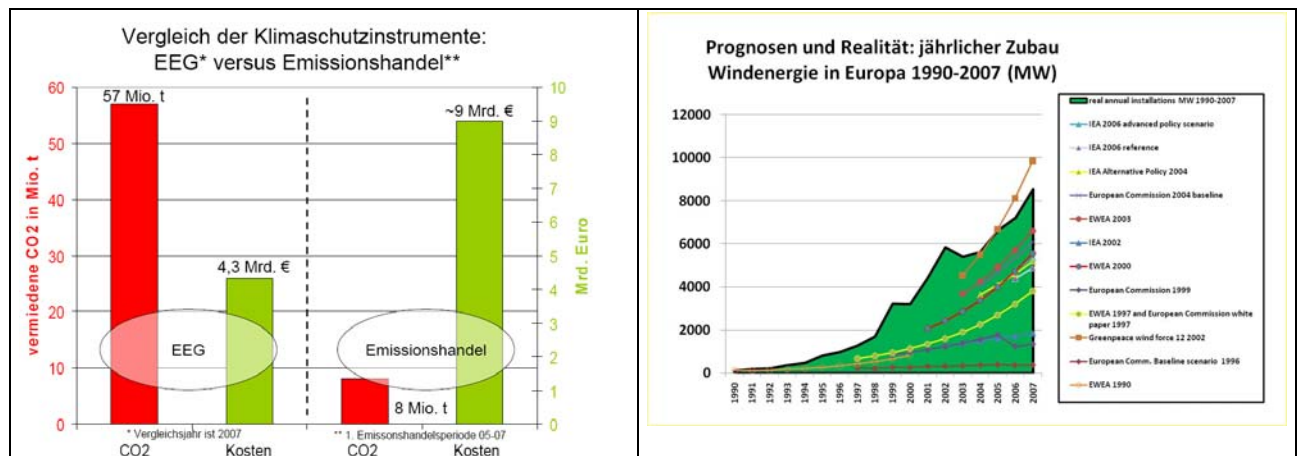
- Nur ein kleiner Teil der Wirtschaft kann sich den CO₂-Reduktionen entziehen, und auch das nicht voll, denn selbst beim Bau von Kohlekraftwerken wird der neuste Stand der Technik eingefordert.

³³ Axel Michaelowa, Pallav Purohit: Additionality determination of Indian CDM projects, Can Indian CDM project developers outwit the CDM Executive Board? University of Zurich 2007 (Draft report) “Conclusion... Validators so far have not been able or willing to thoroughly check the additionality argumentation of project developers...”

³⁴ Hans-Jochen Luhmann: Wie aus einer ursprünglich eng angepassten Kappe (cap) ein Schlapphut gemacht wurde. Wuppertal Bulletin 1/2008 Seite 30

- Die Vermeidungskosten für CO₂-Emissionen (zB. mittels CCS) erweisen sich als höher als die Mehrkosten von erneuerbaren Energien. Der Stromsektor wird deshalb, wenn er weiter auf Kohle setzt, seine CO₂-Emissionen immer teurer bezahlen müssen.
- Auch die Rohstoffpreise für Öl, Gas, Kohle und Uran steigen an. Deshalb investieren viele Marktteilnehmer von sich aus in die unerschöpflichen, erneuerbaren Energien.
- Investitionen in Energieeffizienz sind rentabler als früher. Hier eröffnen sich ebenfalls grosse Geschäftsgelegenheiten, etwa mit Gebäudesanierungen, Neubauten, und neuartigen Fahrzeugen (Steckdosen-Hybride betrieben mit Strom aus erneuerbaren Energien).

Einspeisevergütungen im Vormarsch – erneuerbare Energien übertreffen alle Prognosen



Figur 46 erneuerbare Energien wirksamer als Emissionshandel³⁵

Figur 47 Windenergie-Prognosen und tatsächlicher Ausbau in Europa 1996-2007³⁶

Das 20%-Ziel für erneuerbare Energien bedeutet vor allem: Der Marktzugang kann den neuen erneuerbaren Technologien nicht länger verwehrt werden. Stromnetze werden angepasst und bei Bedarf ausgebaut. Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Versorgungssicherheit hat endlich Anerkennung gefunden. Die Gefahr, dass die so erfolgreichen Einspeisevergütungen ordnungsrechtlich oder gerichtlich von neoliberalen Dogmatikern verboten werden, ist auf Jahre hinaus gebannt.

Der Wandel ist bemerkenswert. Noch bis vor einiger Zeit äusserte sich die EU-Kommission kritisch gegenüber Einspeisevergütungen und wollte EU-weit Quoten durchsetzen – ein System, das ebenso teuer wie einseitig wirkt und die nationalstaatliche Anstrengungen unterlaufen hätte.³⁷ In der EU bestimmen die Mitgliedsstaaten nach wie vor selber über ihre Förder-Instrumente für erneuerbare Energien. Auch gemischte Systeme sind möglich. Die Entwicklung verläuft konvergent:

- Länder wie Deutschland, die bisher ganz auf Einspeisevergütungen gesetzt haben, reichern ihre Modelle mit marktorientierten Elementen an, zum Beispiel Vergütungszuschläge für Spitzenstrom, die die Integration in den freien Markt erleichtern.
- Länder wie Grossbritannien oder USA, die bisher allein auf Quoten, Emissionshandel oder Steuererleichterungen setzten, führen ebenfalls Einspeisevergütungen ein.

³⁵ Quellen: <http://www.energie-verstehen.de/Energieportal/Navigation/energiemix,did=249684.html>; Zugriff 27.11.08, BMU-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung“, KI III 1, Stand Juni 2008, Antwort der Bundesregierung auf schriftliche Frage zu Emissionshandel und CO₂-Einsparung vom 03.04.2008 Schlemmermeier, Schwintowski; ZNER Jg. 10/3/2006, Seite 195; mein Dank geht an Hans Josef Fell für diese Hinweise

³⁶ Daten Windpower Monthly Magazine

³⁷ Das Problem bei Quoten und Zertifikaten besteht darin, dass sich alle Anstrengungen auf die billigste Technologie ausrichten (in der Schweiz: Grosswasserkraft) und dass die noch etwas teureren Techniken oder Kraftwerke an „zweitklassigen“ Standorten nicht entwickelt werden können. Bei einem einheitlichen Zertifikatspreis kommt es zudem zu hohen Mitnahmeeffekten, weil die „billigen“ Standorte gleich viel Entschädigung erhalten wie Standorte mit teureren Gestehungskosten. Siehe dazu „wind power in context“ Seite 31-33 http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2009-01_Wind_Power_Report.pdf

Erneuerbare Energien, gefördert durch Einspeisevergütungen der EU-Mitgliedsländer, haben in Europa bisher den grössten Einzelbeitrag zur Reduktion von Treibhausgasen geleistet. Sie waren damit weit erfolgreicher als der Emissionshandel. Für die Konsumenten erwies sich der Emissionshandel viel teurer als die Einspeisevergütungen, denn die Stromkonzerne durften die Strompreise für CO₂-Zertifikate erhöhen, für die sie wenig oder nichts bezahlen mussten (Figur 46).

In der Europäischen Union wurde man vom dynamischen Wachstum der erneuerbaren Energien überrascht, die von nationalen Gesetzgebungen ausging (Einspeisevergütungen in Dänemark, Deutschland, Spanien usw.). alle früheren Prognosen wurden übertroffen. Im Jahre 1996 rechnete die EU-Kommission nur mit 8000 MW (=8 GW) Windkraft bis 2010.³⁸ Die EU musste diese Prognose bisher fünfmal nach oben korrigieren (letzte Schätzung 80 GW). Ende 2008 stand der Ausbaus bei 65 GW und 90-100 GW bis Ende 2010 liegen im Rahmen des Möglichen (Figur 47).

Offshore Wind – der neue Wachstumsmarkt?

Eine besondere Bedeutung für die Zukunft hat die offshore-Technologie. Sie erweitert die Potentiale zur Stromerzeugung mit Windenergie um ein Vielfaches und könnte im nächsten Jahrzehnt zu einem nochmals beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien führen.

Projektname	Land	Leistung	Turbinen	Turbinentyp	Küstenentfernung km	Tiefe [m]	Inbetriebnahme
Vindeby	DK	4.95	11	Bonus (fixed speed, stall regulated)	2,5	3-5	1991
Lely	NL	2	4	Ned Wind	0,75	5-10	1994
Tunø Knob	DK	5	10	Vestas	6	0,8-4	1995
Irene Vorrink (Dronten)	NL	16.8	28	NordTank	0,02	2	1996
Bockstigen-Valor	SE	2.5	5	Windworld	3	6	1996
Blyth	UK	4	2	Vestas	0,8	6-11	1998
Utgrunden	SE	10	7	GE (ehemals Enron Wind)	8	7-10	2000
Middelgrunden	DK	40	20	Bonus 2MW	3	5-10	2001
Yttre Stengrund	SE	10	5	NEG-Micon 2MW	5	6-10	2001
Frederikshavn	DK	10.6	4	2xV90, Bonus 2.3, N90	0,8	4	2002
Horns Rev	DK	160	80	Vestas V80	14-20	6-12	2002
Nysted	DK	165.6	72	Bonus 2,3 MW	6	5-9,5	2003
Samsø	DK	23	10	Bonus 2,3 MW	3,5	20	2003
Arklow Bank Wind Park	IRL	25	7	GE 3.6 MW offshore	10	2-5	2003
North Hoyle	UK	60	30	Vestas V80	6	12	2003
Ronland	DK	17.2	8	4 x Vestas V 80 / 2.000 4 x Bonus 82 / 2.3		3	2004
Hokkaido	JP	1.2	2	2 * Vestas V 47	0,005		2004
Scroby Sands	UK	60	30	Vestas V80 2 MW	2,5	4-8	2004
Kentish Flats	UK	90	30	Vestas V90		5	2005
Egmond aan Zee	NL	108	36	Vestas / V 90 - 3.000	10	18-20	2006
Barrow	UK	90	30	Vestas V90 3 MW	7	15	2006
Kemi Ajos phase 1	FIN	9	3	WinWinD 3 MW	<1		2007
Lillgrund	SE	110	48	Siemens SWT-2.3-93	10	4-10	2007
Burbo Bank	UK	90	25	Siemens 3,6MW	7	2-8	2007
Beatrice	UK	10	2	Repower 5 WM	25	up to 45	2007
Thornton Bank phase 1	B	30	6	REpower 5 MW	30	27	2008
Kemi Ajos phase 2	FIN	15	5	WinWinD 3 MW	<1		2008
Princess Amalia	NL	120	60	Vesta V80 2 MW	23	19-24	2008
Inner Dowsing	UK	90	27	Siemens SWT-3.6-107	5,2	10	2008
Lynn	UK	97	30	Siemens SWT-3.6-107	5,2	10	2008
Total		1476.85	637				

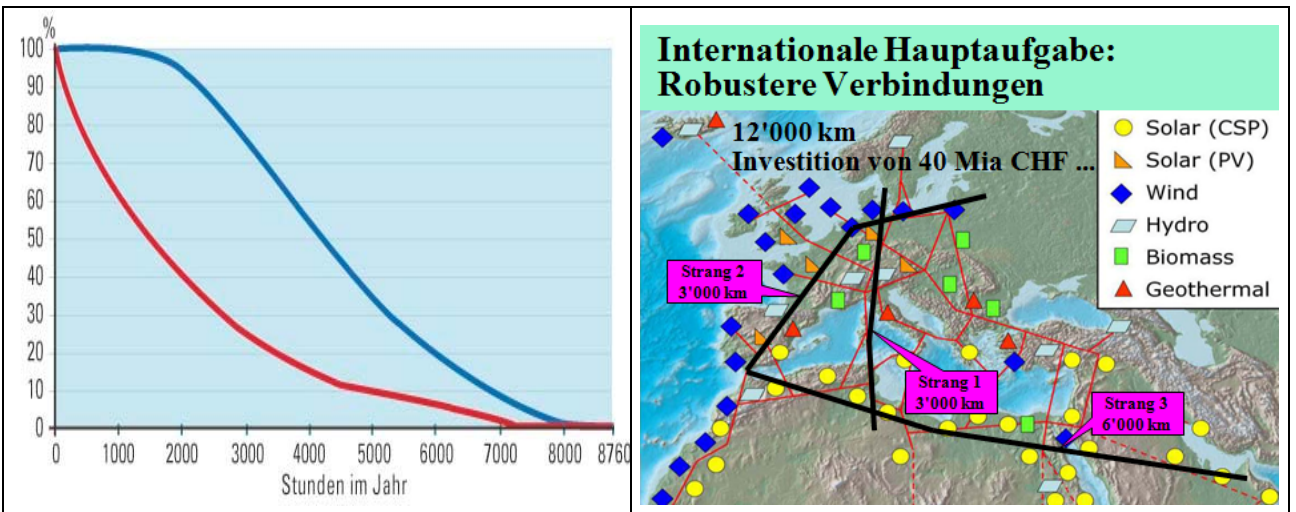
Figur 48 offshore Windfarmen weltweit

European Commission scenarios compared with actual market/EWEA 2007 target								
	1996	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
EC 1996		4.4	6.1	8.0	10.1	12.34		
EC 1999			15.3	22.6		47.2		
EC 2003				69.9		94.8		120.2
EC 2004	2.5	12.8		72.7		103.5		134.9
EC 2006 - baseline		12.8		78.8	104.1	129.0	165.8	184.5
38 Actual market/EWEA 2007 target	2.5	12.9	40.5	80.0	124.5	180.0	239.3	300.0



**Figur 49 über Hundert offshore Windfarmen sind geplant, davon
Figur 50 Offshore-Verankerungen werden auf dem Land gebaut und ins Meer verschifft**

Die grossen Potentiale im Meer sind äusserst reizvoll, aber noch bestehen technische Risiken. Bisher wurden 30 Windfarmen offshore erstellt (Figur 48) und mehrere Dutzend Projekte stehen in Planung oder in Bau (Figur 49). Zur Zeit bringen drei Firmen Turbinen mit 5-6 MW Leistung neu auf den Markt (Repower, Bard, Multibrid/Areva) und entlang der Nordseeküste entsteht eine neue Industrie, welche in neuen Fabriken die gigantischen Unterbauten für Offshore-Turbinen herstellt (Figur 50).



**Figur 51 offshore-Windanlagen (blau) laufen öfter und länger als Anlagen auf dem Lande (rot)
Figur 52 Pläne für Gleichstromnetze von Nordeuropa bis Nordafrika (TREC)**

Der Vorteil der offshore Windfarmen liegt in der rund doppelt so hohen Verfügbarkeit der Winde mit vergleichsweise doppelt so langen Laufzeiten wie zu Lande (Figur 51). Dies rechtfertigt die zur Zeit noch deutlich höheren Kosten, welche sich, wie bei der offshore-Ölförderung, im nächsten Jahrzehnt ungefähr halbieren dürften.

Inzwischen wird intensiv über eine Verknüpfung von Windfarmen und solarthermischen Kraftwerken in den Halbwüsten Süd-Europas und Nordafrikas nachgedacht. Die gleichzeitige Integration von Windenergie und Solarenergie führt zu einer vermehrten Unabhängigkeit der Stromversorgung von örtlichen Wetter-Gegebenheiten, denn Wind und Sonne ergänzen sich Jahres- und tageszeitlich recht gut. Wasserkraft und Biomasse spielen dabei die Rolle eines „Jokers“. Die Verknüpfung dieser

unterschiedlichen Ressourcen inkl. Speichertechnologien erfordert aber einen europa-weiten Netzausbau (Figur 52).



Figur 53 Unterirdische, gasisolierte Wechselstromleitung von Siemens, Palexpo-Gelände bei Genf, 220 kV

Figur 54 Gleichstromleitung Oregon-Kalifornien (3000 MW, 1359 km) links im Bild, rechts im selben Bild eine klassische Wechselstromleitung³⁹

Figur 55 (rechts) Gasisolierte Gleichstromleitungen können auch erdverlegt werden (Bild Siemens)⁴⁰

Die Verstärkung der Netze verbessert gleichzeitig die Rahmenbedingungen für mehr Wettbewerb, mehr Versorgungssicherheit und für die Nutzung von erneuerbaren Energien in besonders produktiven Zonen. Dabei sollten moderne Netztechniken Anwendung finden.

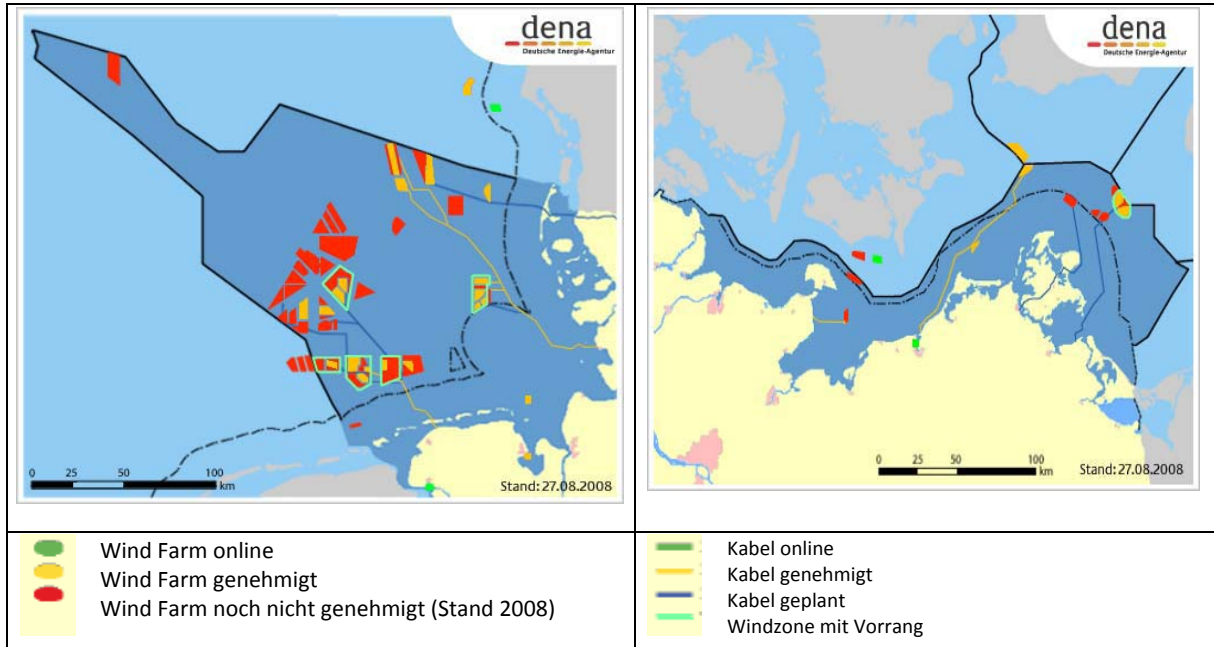
Gleichstromleitungen verursachen keinen Elektromog. Sie verursachen zudem viel geringere Verluste (3-4% auf 1000 km) als Leitungen mit Wechselstrom. Gleichstromleitungen kommen auf grosse Distanzen und zur Anbindung von offshore-Windfarmen zum Einsatz. Für Anwendungen in der Schweiz eignen sie sich vornehmlich für den internationalen Stromtransfer (100 km Länge und mehr), nicht aber für kurze örtliche Verbindungen.

³⁹ Bild aus: Synapse Energy Economics, Transmitting 4,000 MW of New Windpower from North Dakota to Chicago: New HVDC Electric Lines or Hydrogen Pipeline (2002). Bildbeschreibung: "Left powerline: The Pacific Direct Current Intertie (PDCI), near Bishop, CA. HVDC, 3,000 MW, +/- 500 kv bipole, 846 miles from Celilo, at The Dalles Dam, OR to Sylmar (NW Los Angeles, CA). Commissioned in 1970 as 1,500 MW line. The right powerline is conventional high voltage AC."

⁴⁰ <http://www.ptd.siemens.de/artikel0406.html>

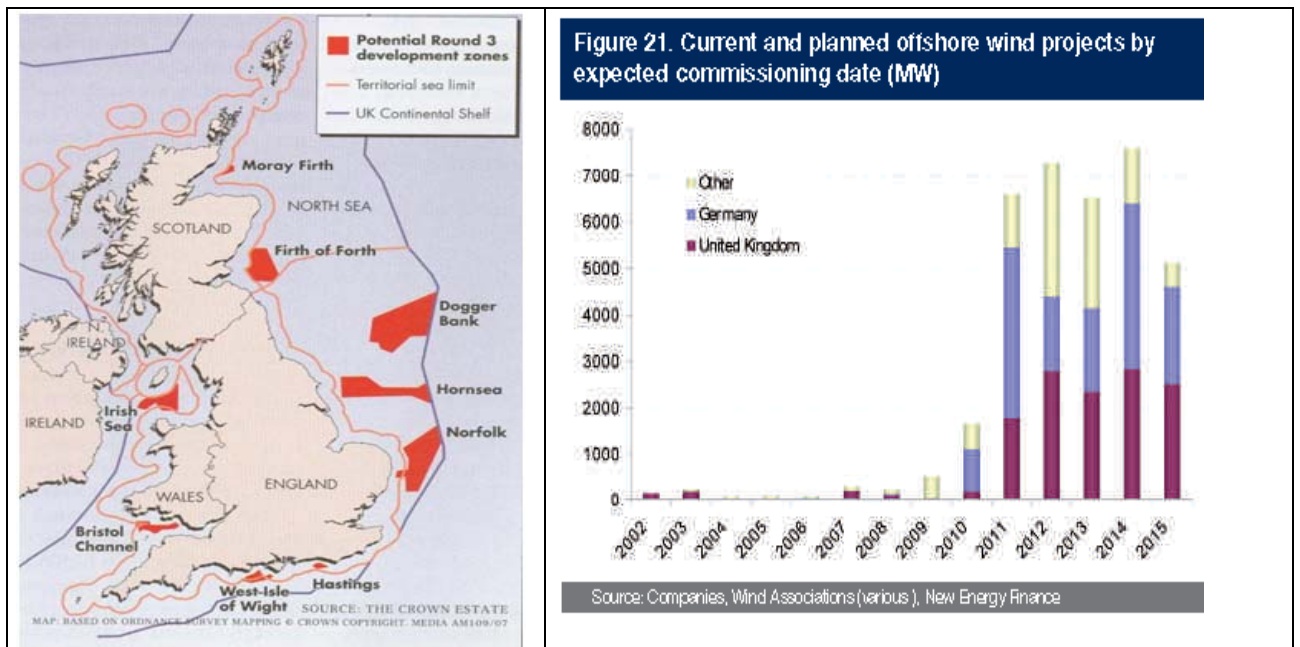
In landschaftlich wertvollen und bevölkerungsdichten Gebieten sollten alle Stromnetze – Gleichstrom und Wechselstrom – vermehrt in den Boden verlegt werden. Dies ist technisch möglich, verursacht aber bei Leitungen hoher Spannung (220 und 380 kV) Mehrkosten.

Die EU-Kommission unterstützt den internationalen Netz-Ausbau inzwischen mit eigenen Fördermitteln und strebt die Schaffung eines kontinentalen Stromnetzes an. In manchen Ländern (zB. Dänemark) sind Erdkabel inzwischen Pflicht geworden.



Figur 56 deutsche offshore Projekte Nordsee

Figur 57 deutsche offshore Projekte Ostsee



Figur 58 Britische Vorrang-Windzonen (Round 3)⁴¹

Figur 59 Schätzung der jährlichen offshore-Wind-Installationen in Europa⁴²

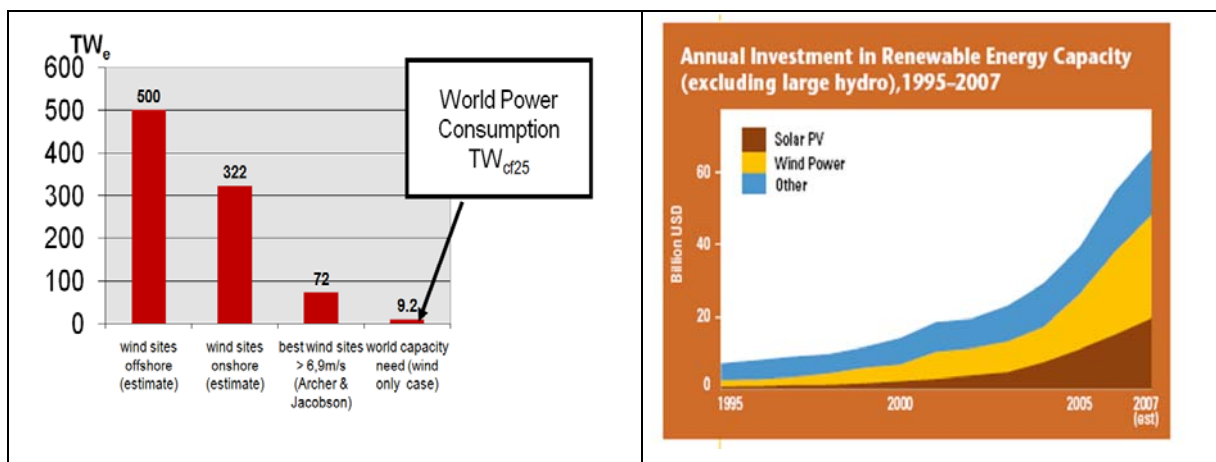
Viele EU-Mitgliedstaaten unterstützen den Ausbau der erneuerbaren Energien mit Vorrangzonen. Solche „Erneuerbare-Energien-Zonen“ für Windfarmen im Meer wurden inzwischen von

⁴¹ Windpower Monthly Magazine October 2008

⁴² WEF: Green Investing, Towards a Clean Energy Infrastructure, World Economic Forum January 2009

Grossbritannien (Round 1-3) und von Deutschland definiert. Sie sind allein in diesen beiden Ländern so gross konzipiert, dass eine Leistung von 100 GW Windenergie gebaut werden kann – genug um 50 Atomkraftwerke vom Typ „Gösgen“ zu ersetzen. Dazu kommen offshore Windzonen in weiteren Ländern: Holland, Belgien, Frankreich, Irland, Portugal, Spanien, Italien Skandinavien und die baltischen Ländern wollen alle die Meeresenergie erschliessen.

Eine vom World Economic Forum publizierte Studie schätzt den jährlichen Zubau an Offshore-Windfarmen bereits ab 2011 auf rund 7 GW. Bei einer solchen – optimistischen – Entwicklung würde die maritime Windindustrie innert kürzester Zeit die onshore-Produktion überholen, denn die Produktivität auf dem Meer (mit 3500-4500 Voll-Laststunden pro Jahr) ist rund doppelt so hoch wie zu Lande (1500-2500 Voll-Laststunden).



Figur 60 Windressourcen weltweit und Stromverbrauch

Figur 61 exponentielle Entwicklung der erneuerbaren Energien auf dem Weltmarkt⁴³

Inzwischen haben immer mehr Regierungen realisiert, dass alleine die Windenergie den derzeitigen Welt-Strombedarf ungefähr 50-fach decken kann (Figur 60) und dass diese Ressourcen ebenso wertvoll sein können wie Öl- oder Gasquellen. Die EU-Beschlüsse werden zur Folge haben, dass zwischen 2010 und 2020 schätzungsweise 80 bis 90 Prozent aller neuen Kraftwerke auf erneuerbaren Energien basieren werden. Die immer wieder verkündete Atomrenaissance wird deshalb kaum stattfinden. Die Zahl der Atomkraftwerke in Europa dürfte sich eher rückläufig entwickeln.

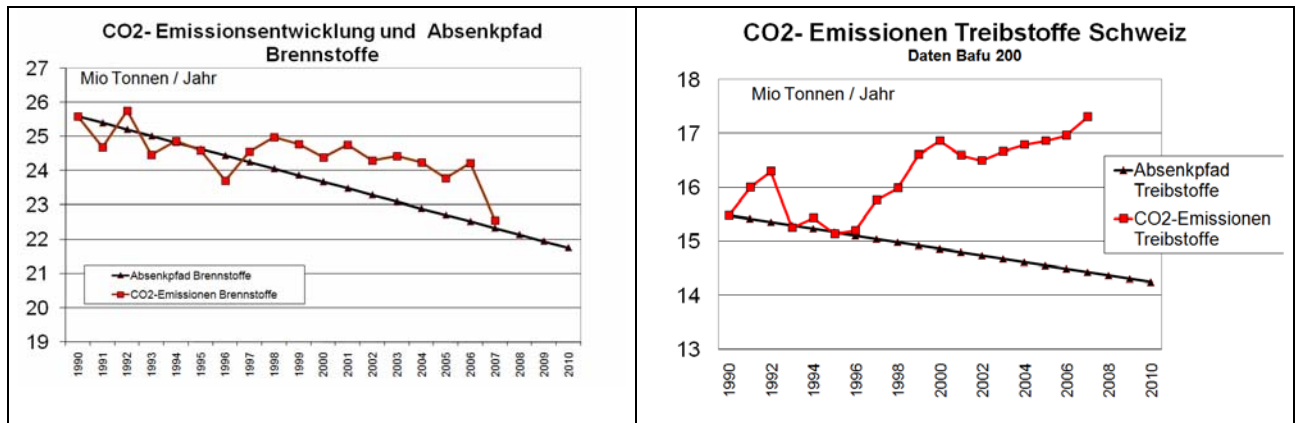
Auch in den USA (zB. in West Texas) und in China (Innere Mongolei u.a.) werden dünn besiedelte Gebiete für Wind-Cluster von mehreren Tausend bis Zehntausend Megawatt (entsprechend der Leistung von bis zu einem Dutzend Atomkraftwerken) als Entwicklungszonen für Windkraftwerke definiert und von den Gebietskörperschaften mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) mit den Bevölkerungszentren verbunden. Die Firma ABB gehört zu den führenden Anbietern und baut in China Leitungen mit einer Leistung von bis zu 6 GW (entsprechend 6 AKW-Gösgen).

Der rasche Ausbau der erneuerbaren Energien beschränkt sich im übrigen keineswegs auf Windenergie, obschon diese derzeit die wirtschaftlich interessanteste Option darstellt. Starkes Wachstum stellte sich in den Bereichen Solarenergie, Biomasse und Energieeffizienz ein, wo immer die richtigen ordnungsrechtlichen Vorgaben (Einspeisevergütungen und Effizienzprogramme) wirksam wurden. (Figur 60 Windressourcen weltweit und Stromverbrauch

Figur 61).

⁴³ Renewable Energy Policy Network REN21: RENEWABLES 2007 GLOBAL STATUS REPORT (links), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erneuerbare Energien in Zahlen 2008

6. Vergleich Schweiz - EU



Figur 62 und 63 CO₂-Emissionen von Brennstoffen und Treibstoffen (rot) sowie gesetzlicher Absenkpfad

Die Schweiz hat im CO₂-Gesetz und im Energiegesetz Zielsetzungen für CO₂-Reduktionen und für erneuerbare Energien verankert. Das CO₂-Gesetz verlangt bis 2010 CO₂-Reduktionen in Höhe von 10% im Vergleich zu 1990.

Diese Ziele sind nicht eingehalten. Die CO₂-Emissionen lagen im Jahre 2006 gleich hoch wie 1990. Trotzdem verbreiten die Wirtschaftsverbände, das Bundesamt für Umwelt und die „Stiftung Klimarappen“ unablässig Erfolgsmeldungen, wonach die „Ziele erreicht“ seien.⁴⁴

Der Klimarappen als Alibi

Der Klimarappen auf Treibstoffen – eine Abgabe von rund 1,5 Rappen pro Liter – wurde eingeführt, um eine wirksame CO₂-Lenkungsabgabe auf Benzin und Diesel zu verhindern. Das offizielle Ziel der Stiftung Klimarappen – eine Ausgründung der Erdöl-Vereinigung – bestand darin, CO₂-Reduktionen dort zu erreichen, wo sie angeblich am billigsten sind. Es ist aber ein Irrtum zu meinen, die CO₂-Reduktionen in der Schweiz seien teurer als im Ausland: Gebäudesanierungen und sparsamere Fahrzeuge würden die Konsumenten in der Schweiz finanziell dauerhaft entlasten. Aber solche CO₂-Reduktionen wurden in den offiziellen Berechnungen technisch häufig nicht angerechnet, wenn sie nach 2012 anfallen. Das Ziel der Erdöl-Vereinigung war, CO₂-Reduktionen im Ausland zu erreichen, damit der Schweizer Ölverbrauch auf hohem Niveau bleibt.

Die Massnahmen im Ausland werden zwar stetig angepriesen, sind aber von zweifelhafter Wirksamkeit. Zum Beispiel werden CO₂-Reduktionen angerechnet, die durch den Zertifikate-Kauf von Windfarmen in Neuseeland entstanden. Neuseeland gehört zu den Ländern mit den allerbesten Windverhältnissen. Jeder andere Kraftwerktyp wäre vergleichsweise unrentabler oder riskanter als Windenergie. Die Investoren in Neuseeland wurden also vom Klimarappen für CO₂-Reduktionen entschädigt, die sie wahrscheinlich so oder so realisiert hätten.

Die Autolobby und die Erdöl-Vereinigung konnten erreichen, dass dem Benzinverbrauch in der Schweiz keine Beschränkungen auferlegt wurden. Politisch blieben echte Massnahmen jahrelang blockiert. Die Schweizer Benzinpreise bleiben europaweit die billigsten und das durchschnittliche Fahrzeuggewicht in der Schweiz nahm weiter zu. Die CO₂-Emissionen stiegen um 9% statt wie im Gesetz vorgeschrieben um 8 Prozent zu sinken. Angesichts dieser Entwicklung hätte der Bundesrat längst eine CO₂-Abgabe beschliessen müssen; doch mit der Alibi-Übung Klimarappen wurde das CO₂-Gesetz still und leise ignoriert.

⁴⁴ Zum Beispiel: Der Klimarappen erreicht seine Ziele, Förderinstrument leistet Beitrag zur Reduktion von CO₂-Emissionen, Neue Zürcher Zeitung 29. Juni 2007

Die Zielsetzungen Schweiz-EU im Vergleich

Wichtigstes Ziel der EU-Richtlinie von 2001⁴⁵ war die Erhöhung des Anteils von Strom aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch der EU von durchschnittlich 13,9 % im Jahr 1997 auf rund 22 % im Jahr 2010. Für alle Mitgliedsstaaten wurden individuelle Richtziele für 2010, die den Anteil an grossen Wasserkraftwerken berücksichtigen. Österreich, der Schweiz nicht unähnlich, ist verpflichtet, den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch bis 2010 von 70 auf 78 Prozent zu steigern (+ 8 Prozent).

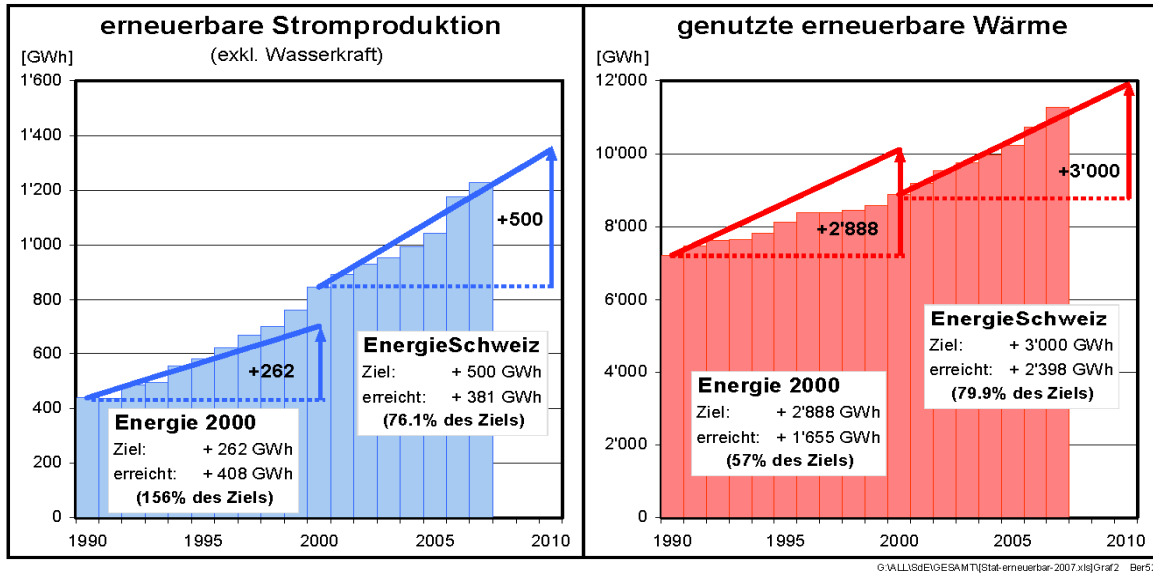
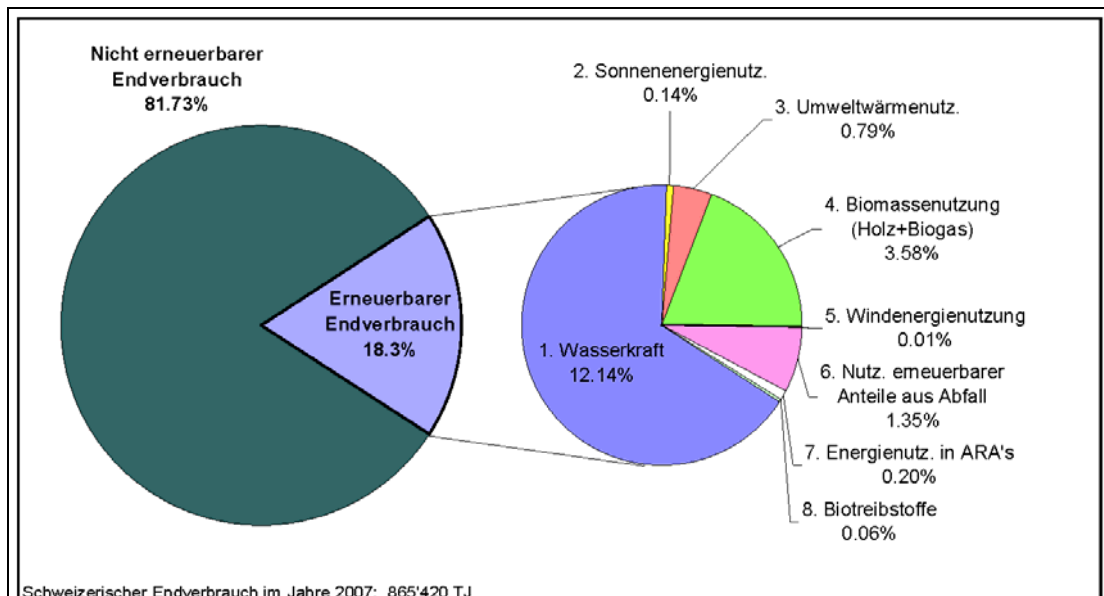


Bild 1.10 Zielsetzungen von Energie 2000 und EnergieSchweiz im Bereich der erneuerbaren Energienutzung und Vergleich mit der effektiven Entwicklung seit 1990



Figur 64 Ziele von Energie2000 und EnergieSchweiz
 Figur 65 Anteil der erneuerbaren Energien in der Schweiz 2007⁴⁶

Demgegenüber leistete sich die Schweiz im Programm EnergieSchweiz bloss geringe Verbesserungen: die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien soll bis 2010 um 500 GWh oder weniger als +1 Prozent vom Verbrauch ansteigen, die erneuerbare Wärmegewinnung um 3000 GWh.

⁴⁵ Richtlinie 2001/77/EG

⁴⁶ Bundesamt für Energie: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien Ausgabe 2007

Diese Ziele blieben stets freiwillig und unverbindlich. Sie waren in sich so bescheiden, dass sie in der Stromerzeugung zwar erfüllt werden konnten.

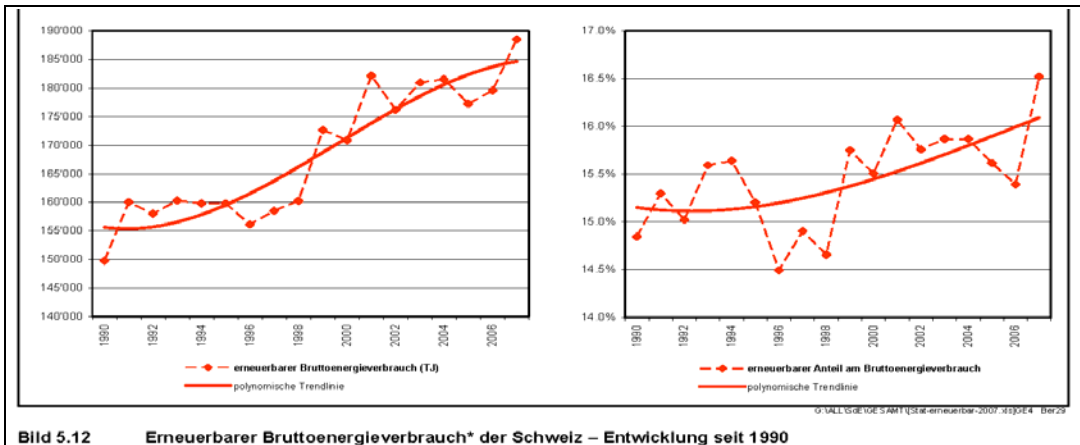


Bild 5.12 Erneuerbarer Bruttoenergieverbrauch* der Schweiz – Entwicklung seit 1990

Figur 66 Energieverbrauch aus erneuerbaren Energien absolut (links) und in Prozent (rechts)

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoenergieverbrauch hat insgesamt leicht zugenommen.

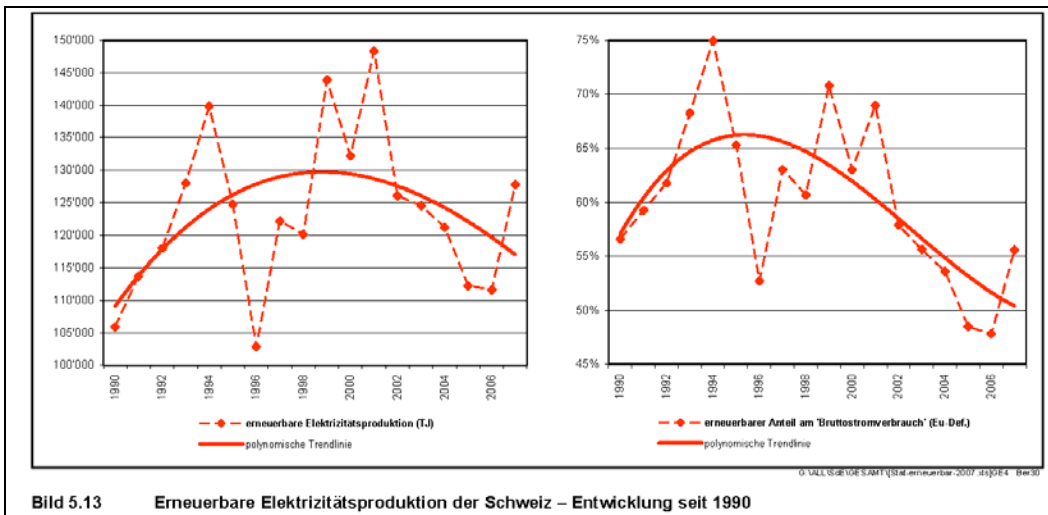


Bild 5.13 Erneuerbare Elektrizitätsproduktion der Schweiz – Entwicklung seit 1990

Figur 67 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien absolut (links) und in Prozent (rechts)

Die Stromerzeugung weist wegen der hydrologischen Veränderungen von Jahr zu Jahr Schwankungen auf. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch ist rückläufig. In den Jahren 2005 und 2006 fiel er wegen der notwendigen Stromimporte erstmals unter 50%. Der Stromverbrauch wuchs deutlich stärker als der Anteil der erneuerbaren Energien.

Dass die Schweiz bei den erneuerbaren Energien rein optisch noch über dem EU-Durchschnitt liegt, ist einzig auf die traditionelle Wasserkraft zurückzuführen. In neue Energien wird seit Jahrzehnten sozusagen nichts investiert. Die meisten Nachbarländer haben die Schweiz überholt.

Die EU erwartet von der Schweiz, dass sie im Klimaschutz gleichwertige Schritte unternimmt wie die EU.⁴⁷ Die Frage der erneuerbaren Energien wird im Rahmen der Verhandlungen über ein Stromabkommen aktuell werden.

Bisher hat die Politik der Schweiz die erneuerbaren Energien eher unterlaufen als gefördert. So konnten die grossen Stromkonzerne der Schweiz erneuerbare Energien-Zertifikate nach Italien im Wert von jährlich 50 bis 100 Mio. Fr. verkaufen, mit denen italienische Stromerzeuger ihren „Ausbau“ von erneuerbaren Energien nachwiesen.⁴⁸ In der Schweiz fand aber kaum ein Ausbau statt. Die Stromkonzerne verkauften einfach Herkunftszertifikate der alten Wasserkraftwerke und

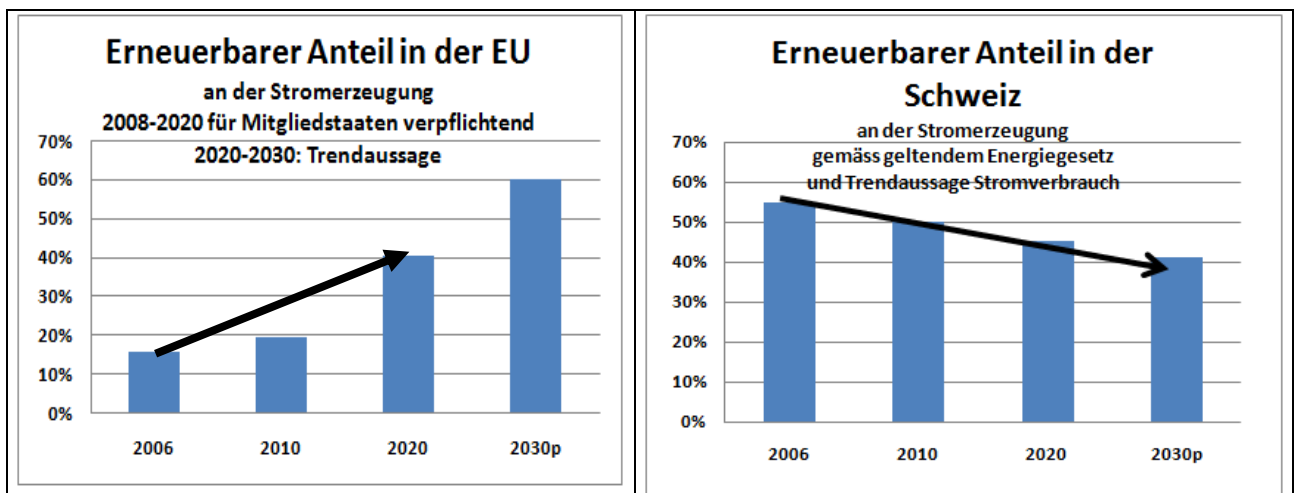
⁴⁷ Dies hat die Europäische Union dem schweizerischen Bundesrat noch im Dezember 2008 schriftlich mitgeteilt.

⁴⁸ Bundesrat Moritz Leuenberger: Lläuft der Zähler aus dem Ruder? Referat vom 3. Schweizerischer Stromkongress 2009

profitierten finanziell von der EU, während sie selber den Ausbau der erneuerbaren Energien mit gehässigen Kampagnen bekämpften (Axpo, Atel, BKW, Swissnuclear).

Seit dem 1. Januar statuiert das Energiegesetz eine minimale Steigerung der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung (+5400 GWh bis 2030). Dieses Ziel ist verglichen mit der EU völlig rückständig. Die Festlegung einer absoluten Grösse (+5400 GWh) bedeutet, dass der Anteil der erneuerbaren Energien rückläufig sein wird, sobald der Stromverbrauch jährlich um mehr als 250 GWh oder 0,5 Prozent wächst, was seit langem der Fall ist.

Die gesetzlichen Ziele sind auch nicht mit Automatismen verbunden. So fehlen Klauseln, die wie in der EU Zwischenziele und nationale Aktionspläne verbindlich einfordern würden. Immerhin zeigen die Anmeldungen für die kostendeckende Vergütung, dass ein Ausbau um 5400 GWh schon vor 2015 erreicht werden könnte, sobald die gesetzlichen Blockaden wegfallen.



Figur 68 Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der EU

Figur 69 Rückgang der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Schweiz – ohne gesetzliche Richtungsänderungen

Als Fazit lässt sich festhalten, dass die Schweiz punkto Zielsetzungen für erneuerbare Energien äusserst schwach agiert. Die erneuerbaren Energien werden als Wirtschaftsfaktor nicht ernst genommen, sondern von der atomhörigen Elektrizitätswirtschaft und von den Wirtschaftsverbänden systematisch hintertrieben. Will man ähnliche Erfolge wie in der EU, müsste der Deckel bei den erneuerbaren Energien sofort beseitigt werden.

Zusammenfassung

- Die Ziele der Schweiz sind quantitativ viel bescheidener als in der EU: der Anteil der Stromerzeugung soll bloss um 5400 GWh ansteigen, was zu einem rückläufigen Anteil der erneuerbaren Energien führt, sobald der Stromverbrauch um mehr als 0,5 % steigt. Die EU verlangt von den Mitgliedsländer implizit einen Anstieg um +30% vom Verbrauch bis 2020 (!), und dieser erfolgt vorwiegend mit neuen erneuerbaren Energien, nicht mit Wasserkraft.
- Der von der Atomlobby gewollte Ausbau der Atomenergie steht in diametralem Widerspruch zu den EU-Zielen und schwächt die Verhandlungsposition der Schweiz in ihrem Bestreben nach einer gleichwertigen Integration im Strombinnenmarkt.

7. Ersatzbedarf und Potentiale im Überblick

Der Ersatzbedarf bis 2030

Will man die Schweiz auf erneuerbare Energien umstellen, müssen der bisherige Verbrauchsanteil aus nichterneuerbaren Energien und der Verbrauchszuwachs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden. Je nach Zuwachs des Stromverbrauchs ergeben sich dabei unterschiedliche Mengenziele.

In GWh	Wasserkraftwerke	Kernkraftwerke	Übrige	Landeserzeugung
Stromerzeugung Mittelwert 1998-2007	36479	24'980.00	2'836	64'294
Anteile in %	56.7%	38.9%	4.4%	100.0%
2007	36373	26344	3199	65916
Anteile in %	55.2%	40.0%	4.9%	100.0%

Figur 70 Zusammensetzung der Landeserzeugung (Mittelwert 1998-2007)

Im Durchschnitt der letzten 10 Jahre wurden in der Schweiz 36 TWh aus erneuerbaren Energien und 25 TWh aus Atomenergie erzeugt. Unter „Übrige“ sind die Stromerzeugung aus Erdgas und Wärme-Kraft-Kopplung sowie neue erneuerbare Energien (PV, Wind usw.) rubriziert. Im Jahr 2007 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung 55%.

	Bestehende Produktion aus erneuerbaren Energien 2007 (GWh)	Stromerzeugung aus nichterneuerbaren Energien (GWh)	Zusatz- und Ersatzbedarf bis 2030 (GWh)	Landeserzeugung inkl. Aussenhandel
2007	40746	25'580		64'294
2030 Δ 0.2%	40746	0	23'908	64654
2030 Δ 0.84%	40746	0	34'062	74'808
2030 Δ 1.65%	40746	0	49'739	90'485

Figur 71 Ersatz- und Zusatzbedarf 2010-2030

Es werden drei Varianten berechnet:

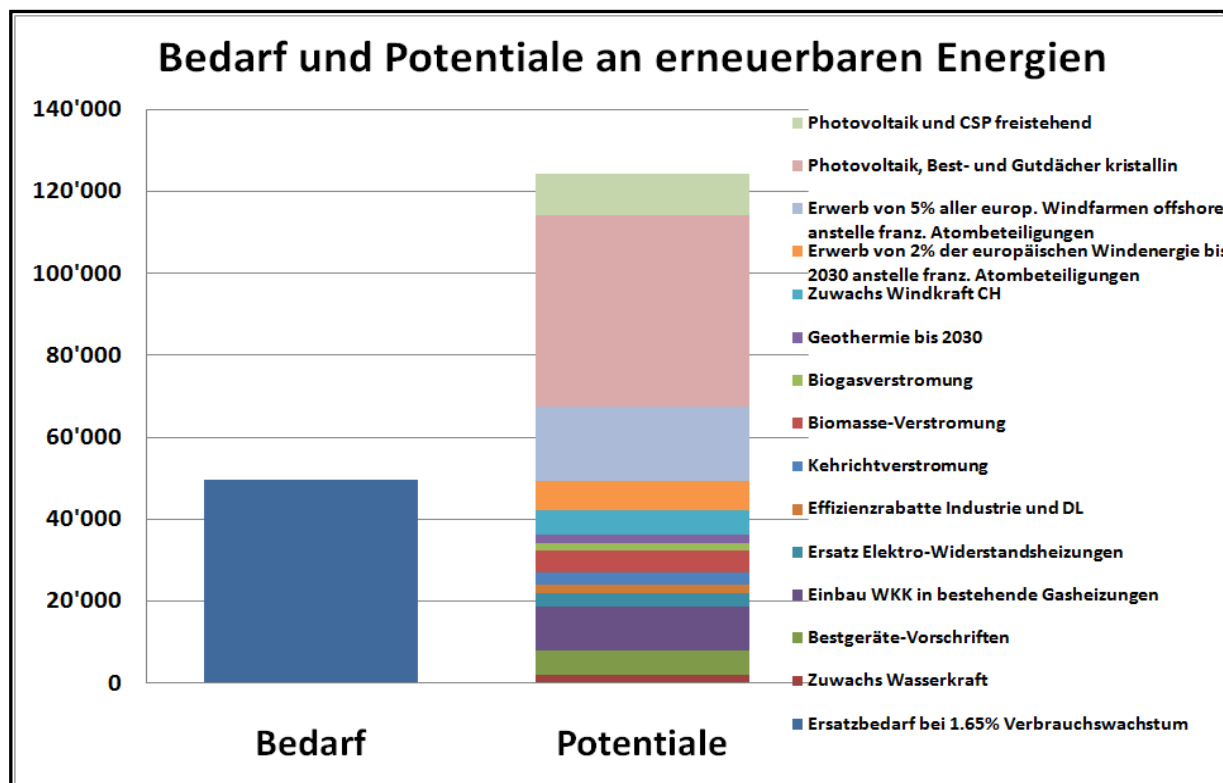
- Ein Anstieg des Stromverbrauchs um 1,65% pro Jahr, entsprechend dem zehnjährigen Mittel 1998-2007 führt zu einem Zusatzbedarf von 49,7 TWh
- Ein Anstieg des Stromverbrauchs um 0,84% pro Jahr, entsprechend der Hälfte des zehnjährigen Mittels 1998-2007, führt zu einem Zusatzbedarf von 34,0 TWh. Dieses Szenario würde verschärfte Energieeffizienz-Massnahmen bedingen.
- Ein Anstieg um 0,2 Prozent pro Jahr führt zu einem Zusatzbedarf von 23,9 TWh, was die Ausschöpfung der Effizienzmassnahmen bedingen würde. Dieses Szenario würde eine Ausschöpfung der Energieeffizienz-Möglichkeiten bedingen.

Für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien im Stromsektor ergibt sich ein Ersatz- und Zusatzbedarf zwischen 24 TWh und 49 TWh. Ein Grossteil des zusätzlichen Stroms aus erneuerbaren Energien dient der Substitution von nichterneuerbaren Energien (Atomstrom, Erdgas, Benzin, Diesel und Heizöl).

Die Potentiale im Überblick

	Potential GWh Zuwachs 2025/2030	Quelle
Bestgeräte-Vorschriften	6100	Prognos 2002
Einbau WKK in bestehende Gasheizungen	10700	VSG / eigene Schätzung
Ersatz Elektro-Widerstandsheizungen	3200	Prognos 2002/eigene Schätzung
Effizienzrabatte Industrie und DL	1995	SAFE/eigene Schätzung
Kehrichtverstromung	3000	VBSA
Biomasse-Verstromung	5450	BFE 2002
Biogasverstromung	1830	BFE 2002
Geothermie bis 2030	2000	eigene Schätzung
Zuwachs Wasserkraft	2000	BFE 2004
Zuwachs Windkraft CH	4000	BFE/PSI
Erwerb von 2% der europäischen Windenergie bis 2030	7200	EWEA
Erwerb von 5% aller europ. Windfarmen offshore	18000	EWEA
Photovoltaik, Best- und Gutdächer kristallin	46800	Nowak/Gutschner
Photovoltaik und solarthermische Stromerzeugung (CSP)	32000	eigene Schätzung
Total Effizienz + Erneuerbare	144275	

Figur 72 die Potentiale der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz im Überblick



Figur 73 Ersatzbedarf und Potentiale

Bei der Analyse der Strompotentiale zeigt sich, dass die Möglichkeiten zur Deckung des Ersatzbedarfs durch Energieeffizienz und erneuerbare Energien in ausreichendem Masse gegeben sind.

Das gesamte Potential ist schier unendlich gross, wenn wir Wind- und Solarenergie insgesamt in Betracht ziehen. Und es ist rund doppelt bis dreimal so gross wie der Ersatzbedarf bei starkem Verbrauchswachstum, wenn wir bloss jene Grössen einbeziehen, die wir realistischerweise brauchen.

Bezieht man noch freistehende Photovoltaik mit ein, lässt sich die Stromerzeugung jeweils um weitere rund 4,6 TWh oder 8 Prozent des heutigen Verbrauchs steigern, wenn pro Schweizer Gemeinde jeweils eine Hektare (eineinhalb Fussballfelder) in Form von Freiflächenanlagen aufgestellt werden.

Diese Option wird hier bloss eventualiter genannt, denn bereits die bestehenden Schweizer Best- und Gutdächer können mit 46,8 TWh mehr Strom erzeugen als alle Wasserkraftwerke zusammen.

Rein rechnerisch liesse sich auf der gesamten Fläche der Schweiz mit Modulen von 17% Wirkungsgrad über 122 mal der aktuelle Stromverbrauch decken.

Eine weitere, in der Praxis unbegrenzte Option ist die Nutzung von offshore-Windenergie. Der europäische Windenergie-Verband EWEA rechnet hier mit dem Aufbau von 20-40 GW Leistung bis 2020, welche zwischen 60 TWh und 160 TWh liefern werden. Es ist absurd zu behaupten, die Schweiz könne sich an diesen Projekten nicht beteiligen, während andere Binnenländer wie Baden-Württemberg oder Bayern Milliarden-Investitionen zur Erschliessung tätigen.

8. Drei Strategien: Resultate

	Potential GWh 2025/2030	Bodenständig		europäisch		innovativ	
		Nutzungstiefe	realisiert 2030 GWh	Nutzungstiefe	realisiert 2030 GWh	Nutzungstiefe	realisiert 2030 GWh
bestehende Wasserkraft	37000		37000		37000		37000
Zuwachs Wasserkraft	2000	95%	1900	80%	1600	50%	1000
Bestgeräte-Vorschriften	6100	95%	5795	95%	5795	80%	4880
Einbau WKK in bestehende Gasheizungen	10700	80%	8560	0%	0	0%	0
Ersatz Elektro- Widerstandsheizungen	3200	95%	3040	95%	3040	95%	3040
Effizienzrabatte Industrie und Dienstleistungen	1995	80%	1596	25%	499	80%	1596
Kehrichtverstromung	3000	95%	2850	95%	2850	95%	2850
Biomasse-Verstromung	5450	95%	5178	95%	5178	95%	5178
Biogasverstromung	1830	95%	1739	95%	1739	95%	1739
Geothermie bis 2030	2000	70%	1400	50%	1000	90%	1800
Zuwachs Windkraft CH	6000	100%	6000	60%	3600	55%	3200
Erwerb europäische Windenergie anstelle franz. Atombeteiligungen	7200	20%	1440	100%	7200	50%	3600
Erwerb Windfarmen offshore anstelle franz. Atombeteiligungen	18000	20%	3600	80%	14400	80%	14400
Photovoltaik, Best- und Gutdächer kristallin	46800	30%	14040	25%	11700	60%	28080
Photovoltaik und CSP freistehend	10000	10%	1000	30%	3000	60%	6000
Total Effizienz + Erneuerbare	161275		95137		98600		114362

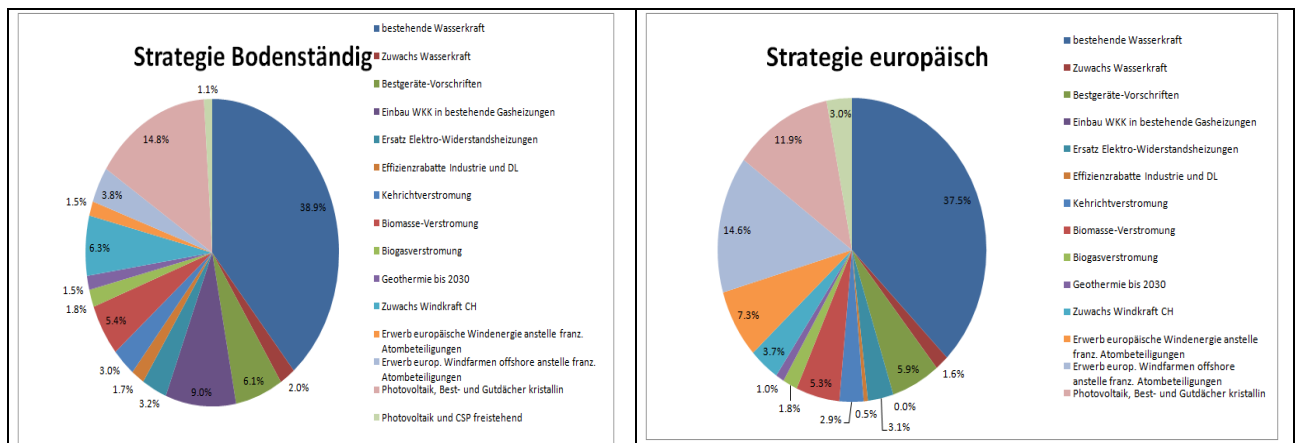
Figur 74 Drei Strategien mit unterschiedlicher Nutzungstiefe in der Übersicht

Die Energiebeschaffung aus erneuerbaren Energien, der Klimaschutz und die Schaffung einer nachhaltigen Energieversorgung ist nicht nur eine spannende Zukunftsaufgabe, sondern – wirtschaftlich gesehen – ein grosses Geschäft, eine Quelle von Einkommen und Vermögen, kurz: eine der grössten Geschäftsgelegenheiten seit der Erfindung der Dampfmaschine. Sind die nicht zu verschweigenden Einstiegskosten (Forschung, Entwicklung und Einspeisevergütungen) einmal ausgelegt, so besteht Aussicht auf eine sichere, dauerhafte und sehr kostengünstige Stromversorgung ohne Gefährdung der Lebensgrundlagen. Bei der Ablösung der Atomenergie braucht es einen strategischen Ansatz und nicht den Weg des geringsten politischen Widerstands. Wir unterscheiden dazu drei Strategien: *bodenständig*, *europäisch*, oder *innovativ*.

Strategie	Aurichtung	Realisierte Potentiale TWh
Bodenständig:	maximale Wertschöpfung in der Schweiz	95.1
Europäisch:	Maximaler Nutzen für die Wirtschaft dank europäischer Vernetzung	98.6
Innovativ:	Maximaler Ausbau der Zukunftstechnologien	114.4

Die Effizienz kommt in allen drei Szenarien zum Zug, am stärksten in der Strategie bodenständig, wo auch Wärme-Kraft-Kopplung aus Erdgas in bestehenden Heizungen als Übergangstechnik herangezogen wird.

Durch die Preis-Entwicklung an den Energiemärkten – wo mittelfristig ein Ölpreis von mindestens 70-80 \$ pro Fass wahrscheinlich erscheint, ist die Energieverschwendung im bisherigen Stil für niemanden mehr wirklich interessant, nicht einmal mehr für die grossen Stromkonzerne, die inzwischen an den europäischen Märkten höhere Erlöse erzielen als mit subventionierter Verschwendung in Elektro-Widerstandsheizungen.



Figur 75 Strommix Strategie *bodenständig*

Figur 76 Strommix Strategie *europäisch*

Die Strategie *bodenständig* behält ein **Maximum an Wertschöpfung in der Schweiz**, setzt deshalb **am meisten** auf Investitionen und Energieeffizienz sowie auf die inländischen Energieträger **Wasser, Biomasse, Kehricht, Wärme-Kraft-Kopplung und Wind**, engagiert sich zudem wenig in den noch teureren Energien Photovoltaik und Geothermie. Die Strategie **verzichtet weitgehend auf die Beschaffung von Strom im Ausland** oder überlässt diese Geschäftsbeziehungen dem freien Markt.

In der Strategie *europäisch* werden Energieeffizienz, Windenergie, Photovoltaik und Geothermie etwas weniger ehrgeizig verfolgt. Stattdessen erwirbt die Schweiz bzw. erwerben deren öffentlich-rechtlichen Verbundwerke und private Stromlieferanten Beteiligungen an europäischen Windfarmen (über 10'000 MW), um Windstrom zu importieren, zu bewirtschaften und teilweise veredelt als Spitzenstrom wieder zu exportieren. Ein Teil der Stromimporte dient dem Eigenverbrauch, der Rest wird zu Spitzenzeiten teurer weiterverkauft. Die Rolle der Schweiz als Stromdrehscheibe wird ausgebaut, was auch gewisse Netzverstärkungen erfordert.

Dank der Standortvorteile (Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerke) ist die europäische Strategie wohl die lukrativste. Wenn zudem noch die Erträge der Wasserkraft

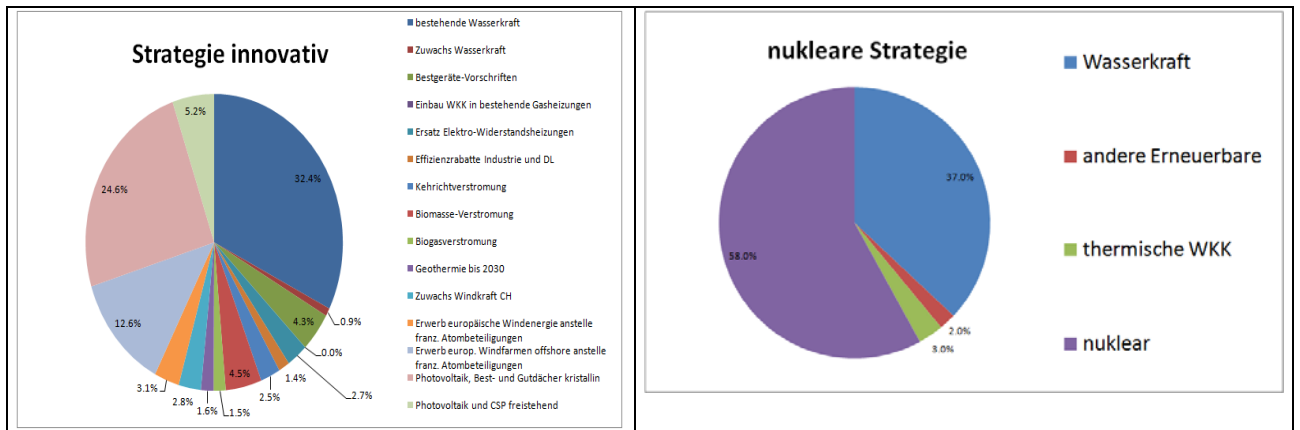
- dank guten Verträgen
- dank dem Heimfall der alten Wasserkraftwerke
- dank einer höheren Gewinnausschüttung anstelle ausländischer Investitionen in Gas- Kohle und Atomkraftwerke

stärker als bisher an die Kantone fließen, könnte die Kombination von Wasserkraft und Windenergie eine bedeutende Quelle wirtschaftlicher Prosperität werden, in der Höhe vielleicht eines Tages vergleichbar mit den Einnahmen der Berggebiete aus dem Tourismus. Zudem erhöht jede zusätzliche Windfarm im Ausland die Versorgungssicherheit in der Schweiz.

Dass enorme Mengen an europäischem Windstrom so oder so auf den schweizerischen Markt gelangen, steht ausser Frage. Allein bis zum Jahre 2012 werden sich die europäischen Kapazitäten der Windenergie von derzeit 65 auf über. 120 GW mindestens verdoppeln.

Bei einer verstärkten Ausrichtung der Wasserkraft auf hochwertige Spitzenenergie wäre eine gewisse Konzilianz der Betreiber bei Umweltsanierungen angebracht: Die Gewässerschutzvorschriften müssten eingehalten, Stromnetze vermehrt erdverlegt werden. Umgekehrt würde die Wasserkraft mehr Geld abwerfen als heute. Um den Import von Windenergie zu beschleunigen wäre es angezeigt, Schweizer Beteiligungen im Ausland ebenfalls mit Einspeisevergütungen zu fördern, wenn dieser Strom dauerhaft der Schweiz zur Verfügung steht.

Für den Netzausbau bestehen heute bereits genügend Finanzierungsmöglichkeiten. Hier ginge es eher darum, eine international abgestimmte Planung zu beschleunigen.



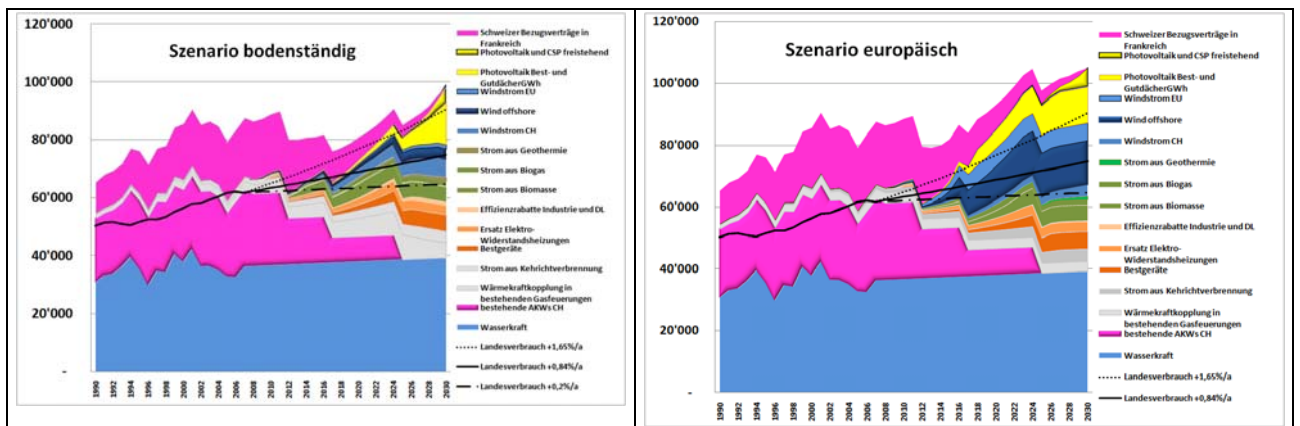
Figur 77 Strommix im Strategie innovativ

Figur 78 Strommix bei einer Umsetzung des nuklearen Ausbauprogramms

Die Strategie innovativ setzt etwas weniger auf europäische Vernetzung (bzw. überlässt diese eher ganz dem Markt) und entwickelt stattdessen **neue einheimische Ressourcen**. Es würde viel mehr in Photovoltaik und Geothermie investiert, was punkto Energieertrag etwa dieselben Erträge bringt wie die anderen Strategien, aber zu Beginn höhere Kosten verursacht. Es steigen damit die Chancen, zu einem industriellen Standort für die Nutzung der neuen erneuerbaren Energien zu werden.

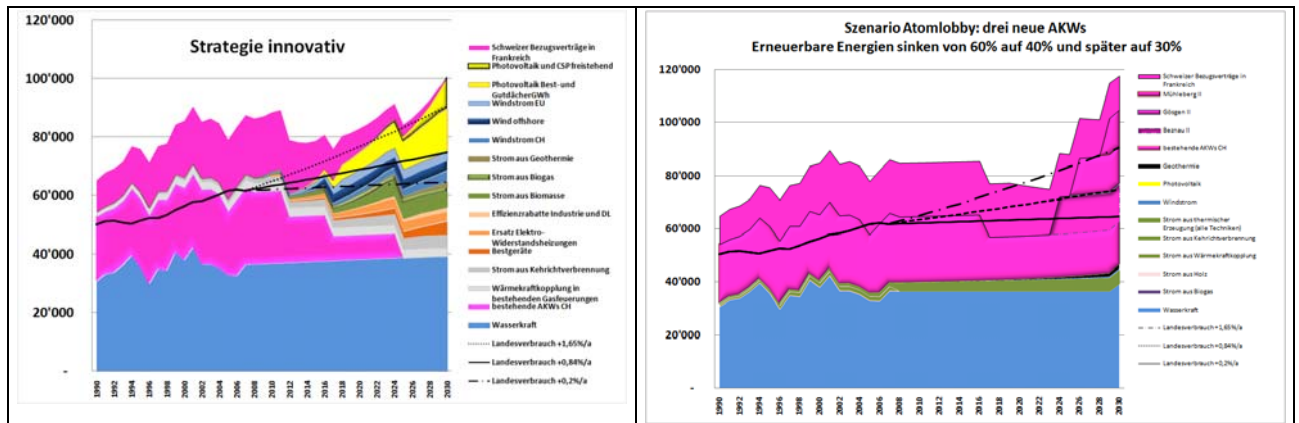
Die nukleare Strategie vergrößert einfach das bisherige Klumpenrisiko Atomkraft. Die erneuerbaren Energien werden bei einer Zustimmung zu einem neuen Atomkraftwerk stagnieren, die Einspeisevergütungen werden dann blockiert bleiben und Aufträge für die einheimische Industrie wird es denkbar wenige geben.

Die vier Strategien im Vergleich



Figur 79 Strategie bodenständig 1990-2030

Figur 80 Strategie europäisch 1990-2030



Figur 81 Strategie innovativ 1990-2030

Figur 82 Strategie der Atomkonzerne 1990-2030

Nur bei einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien entsteht echte Diversifikation. Die Pläne zum Ausbau der Atomenergie vertragen sich auch nicht mit der von der Europäischen Union geforderten Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Position der Schweiz auf dem Strombinnenmarkt würde gefährdet.

Mit allen drei Strategien – bodenständig, europäisch und innovativ – lassen sich die Risiken der Atomenergie beseitigen. Der Verzicht auf CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung wird weitgehend beibehalten, am weitesten mit den Strategien europäisch und innovativ. Damit bleiben auch die Preis- und Klimarisiken der fossilen Energien auf tiefem Niveau. Sicher, sauber und unerschöpflich, so lässt sich das Investment in die neuen erneuerbaren Energien zusammenfassen.

Wirtschaftlichkeit

Wer investiert, braucht Geld. Neue Kraftwerke sind immer teurer als die alten, bereits abgeschriebenen, egal welche Technik zur Anwendung kommt.

Man sollte Kostenvergleiche immer zwischen **neuen** Kraftwerken tätigen, und Einspeisevergütungen für neue Werke nicht mit den Gestehungskosten von alten, im Monopol abgeschriebenen Anlagen vergleichen, wie es in den Medien häufig geschieht.

Auch die neuen, teureren Kraftwerke mit Windenergie, Geothermie oder Biomasse werden eines Tages abgeschrieben sein und dann zum günstigeren Strom liefern als zu Beginn.

Schaut man sich die Technologien an, lassen sich die Preisverhältnisse so unterscheiden:

- am billigsten ist die Energieeffizienz mit Gestehungskosten von meistens unter 10 Rp./kWh
- Neuer Strom aus Biomasse, Windenergie, Wasserkraft sowie Wärme-Kraft-Kopplung bewegt sich in einem Preisrahmen von 10-25 Rp./kWh und liegt damit – auf Basis einer life-cycle-Betrachtung – etwa gleichauf mit der Atomenergie, wobei letztere die Kosten für langfristige Entsorgung⁴⁹ und die Unfallrisiken (inkl. Terror-Risiko)⁵⁰ auf die Allgemeinheit überwälzt.
- Photovoltaik ist vorerst noch teurer als die herkömmlichen Technologien. Will man sie industriell erschliessen, sind Entscheide nötig, die auf starkes Wachstum und Massenproduktion setzen. verfügt die Schweiz erst einmal über Gigawatt-Fabriken, kann ein wichtiger neuer Wirtschaftszweig entstehen.
- Wenig glaubwürdig sind die Angaben von Axpo und BKW, wonach neuer Atomstrom zu Kosten von 4-6 Rp./kWh zu haben sein wird. Wenn dem so wäre, würden Hunderte neuer Atomkraftwerke von privaten Investoren gebaut. Das Gegenteil ist aber der Fall: die Atomkapazitäten stagnieren und ihr Anteil am Stromverbrauch ist rückläufig. Wo neue Atomkraftwerke gebaut werden, werden die Mehrkosten inkl. Altlasten stets auf die

⁴⁹ Die Atommülllager gehen ins Eigentum der Eidgenossenschaft über. Die Steuerzahler müssen für Sanierungen aufkommen.

⁵⁰ Die Haftpflichtversicherung ist auf 1 Milliarde Franken beschränkt. Der Bundesrat will diese Summe auf 1,8 Milliarden Franken erhöhen. Ein Super-Gau im Stil von Tschernobyl kostet gemäss Bundesamt für Zivilschutz 4200 Milliarden Franken.

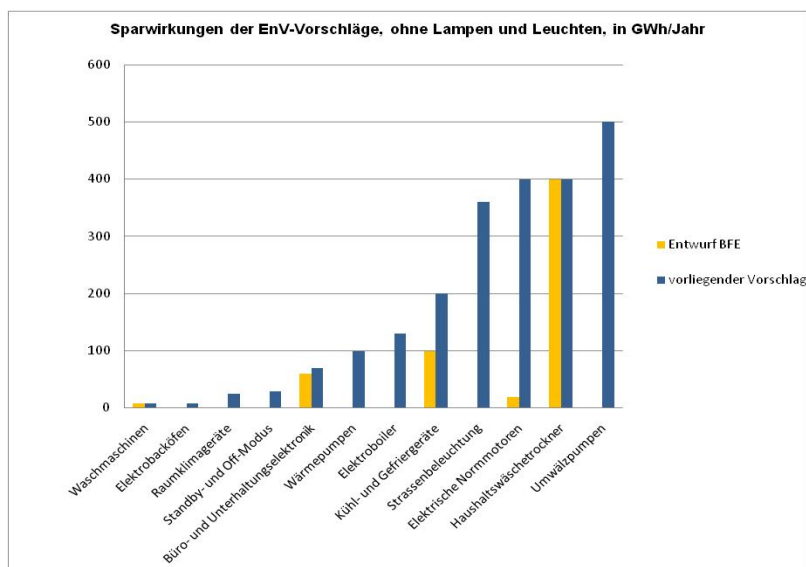
Steuerzahler überwälzt, oder wie im Falle der Axpo und der BKW aus alten, abgeschriebenen Wasserkraftwerken finanziert, deren Gewinne man den Kantonen vorenthält.

- Die Kosten- und Terminüberschreitungen beim Bau des EPR in Finnland haben den Appetit von privaten Investoren auf neue Atomkraft merklich sinken lassen. Selbst wenn sich die Schweiz für neue Atomkraftwerke entscheiden sollte, ist dies nicht die Energie der Zukunft als die sie stets angepriesen wird. Wirtschaftlich wird die Atomenergie zum hoch subventionierten Nischengeschäft. Bald werden sich mehr Menschen mit dem Abbau der alten Meiler beschäftigen als mit dem Bau von neuen Werken. Technologisch würde sich die Schweiz (zusammen mit Frankreich) weiter isolieren und es würde eine noch vermehrte Abhängigkeit von ausländischen Lieferanten geschaffen, deren Vertreter bereits heute in den Verwaltungsräten der grossen Atomkonzerne, um die Gewinne aus der Wasserkraft nach Frankreich zu lenken.
- Mit einer Strategie, die auf einheimische erneuerbaren Energien setzt, können mehr Wertschöpfung und mehr Arbeitsplätze in der Schweiz entstehen als mit Atomkraftwerken, deren Komponenten weitgehend im Ausland hergestellt und deren Brennstäbe auf Dauer importiert werden müssen.

9. Potentiale der Energieeffizienz

Die Potentiale der Energieeffizienz wurden in jüngster Zeit vom Bundesrat verstärkt gewürdigt und als bedeutend eingeschätzt. Die in der Energieverordnung (EnV) neu geplanten Verbrauchsvorschriften für elektrische Geräte und Normmotoren sind Teil des Aktionsplans Energieeffizienz, der am 20. Februar 2008 vom Bundesrat verabschiedet wurde.

Dieser verfolgt die folgende Ziele: Reduktion des Verbrauchs fossiler Energien bzw. Reduktion der CO₂-Emissionen, Begrenzung der Zunahme des Elektrizitätsverbrauchs sowie eine „best practice“ Strategie (in der EU-Terminologie mit BAT - Best Available Technology - bezeichnet). Die bisherige Auswahl des Bundesamtes für Energie beschlägt aber nur einen kleinen Teil der relevanten Geräte und ist offensichtlich ungenügend. Würden auch für Pumpen, elektrische Motoren, Boiler und Wärmepumpen Verbrauchsvorschriften erlassen, wäre die Wirksamkeit des Programms um ein Vielfaches höher.



Figur 83 Soll-Ist-vergleich der Sparvorschläge des Bundesamtes für Energie und von SAFE

Abgedeckt sind elektrische und elektronische Geräte im Bereich Haushalt, Büro und Unterhaltungselektronik sowie elektrische Normmotoren. Nicht abgedeckt sind Pumpen und Beleuchtung, Elektro-Widerstandsheizungen und Boiler, gewerbliche Anwendungen, industrielle /gewerbliche Wärme und Bahnen.

Darüber hinaus sind weitere Massnahmen im Bereich Planung, Optimierung, Steuerung und Betrieb der Anlagen und Motoren sowie Förderprogramme und Massnahmen im Bereich Weiterbildung, Information und Sensibilisierung wichtig, um einen weiteren, bedeutenden Teil des Stromeffizienzpotenzials umzusetzen. Durch konsequente Massnahmen in diesen Bereichen wäre die Ausschöpfung des gesamten Stromeffizienzpotenzials von 32% möglich. Sie wird aber in der vorliegenden Modulierung nicht voll einbezogen.

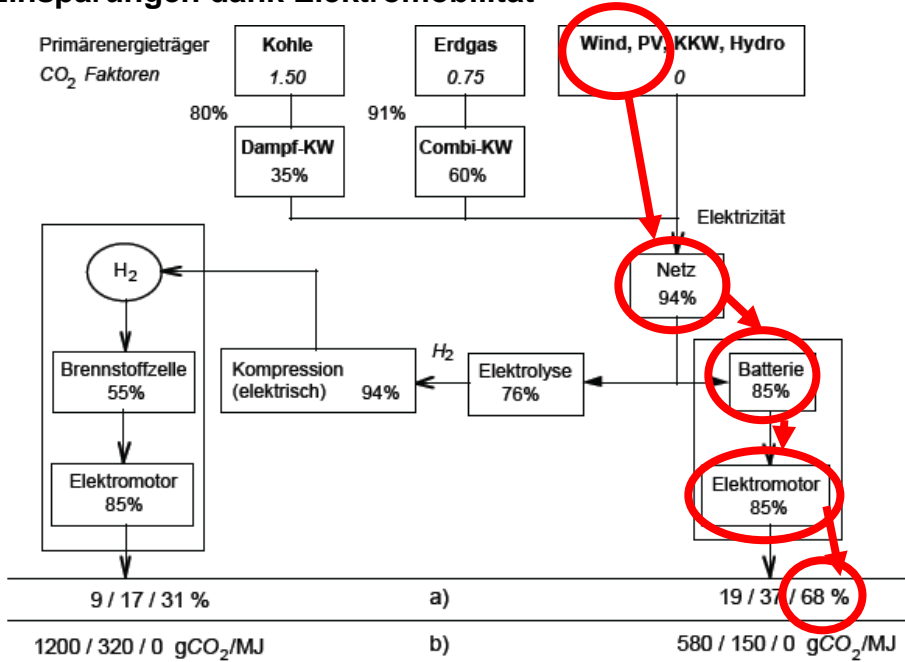
2000-Watt-Gesellschaft der ETH

Die ETH konzipierte das Modell der „2000-Watt-Gesellschaft“, das sich mit den Bedingungen eines „welt-verträglichen“ Energieverbrauchs beschäftigt.

Der Übergang von einer 6000- zur 2000-Watt-Gesellschaft gelingt in drei Schritten:

- 1) erneuerbare Energien müssen anstelle von thermischen Kraftwerken treten, am besten mit einem Verbot von neuen Kohle- und Atomkraftwerken.
- 2) Umstellung der schweizerischen Gebäudeparks auf Minergie oder besser.
- 3) Mehr öffentlicher Verkehr, mehr elektrische Motorfahrzeuge im Nahverkehr, die mit Wasserkraft, Wind- und Solarstrom betrieben werden.

Einsparungen dank Elektromobilität



Figur 84 Wirkungsgrade alternativer Antriebssysteme (Grafik: Lino Guzzella, ETH Zürich)⁵¹

Mit Wind- und Solarstrom erreichen Steckdosenhybrid-Fahrzeuge einen Wirkungsgrad von gegen 70% anstelle der ca. 15-20% von gängigen Diesel- und Benzin-Autos. Die Umstellung von fossilen Energien auf Strom im Verkehr führt zu einer Implosion des Primärenergie-Verbrauchs.



Figur 85 86 „200 Kilometer Reichweite dank Lithium-Ionen-Batterie: Ab Ende 2008 ist dieser Mitsubishi auf Japans Strassen unterwegs.“ (Zitat: EnergieSchweiz Newsletter Nr. 51)

Figur 87 der Toyota Prius meist verkaufte Elektrofahrzeug, wir im nächsten Jahrzehnt mit einer “Plug-in“ Version (Strom ab Steckdose und grosse Batterie) auf den Markt kommen.

⁵¹ Lino Guzzella: Einige Gedanken zum Individualverkehr der Zukunft, Vortrag vom 8.1.2008 bei der SATW, Schweiz. Akademie der Technischen Wissenschaften

Einsparungen dank Bestgerätestrategie

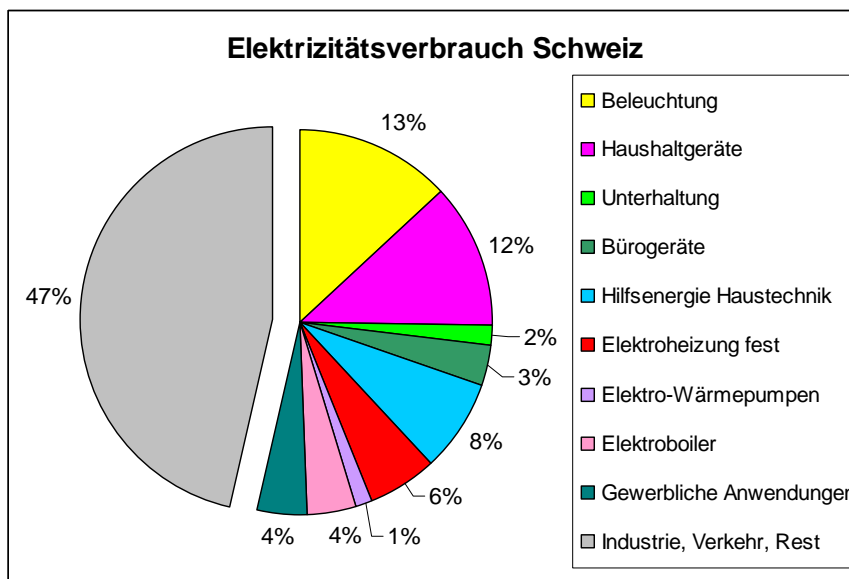
Die Firma Prognos AG im Auftrag des Bundesamtes für Energie, die möglichen Stromeinsparungen zu berechnet, wenn nur noch die zum jeweiligen Zeitpunkt effizientesten Geräte verkauft werden dürften. Dabei galt die Bedingung, dass die Zulassungsbeschränkungen nicht zu Funktions- oder Wohlstandseinbussen führen. Die Einsparungen wurden auf 6,1 TWh beziffert, was über des gesamten Stromverbrauchs darstellt oder über 20% des Stromverbrauchs von Geräten.⁵²

Aufgeschlüsselt nach Gerätetypen wies die Prognos-Studie folgende Potentiale aus:

Kategorie	2000	2005	2010	2015	2020
Haushaltsgeräte		-194	-669	-1'081	-1'337
Beleuchtung		-153	-709	-1'447	-2'156
Haustechnik		-224	-819	-1'443	-1'915
Unterhaltung		-22	-72	-101	-113
Büro/Kommunikation		-157	-326	-448	-587
Gewerbl. Anwendungen		0	0	0	0
Summe		-750	-2'595	-4'519	-6'108

Figur 88 Einsparungen nach Kategorie (Bestgeräte/Referenz) in GWh

Effizienzrabatte für Industrie und Gewerbe



Figur 89 Stromverbrauch der Schweiz (Nipkow et al. 2005)

Die Stadt Zürich hat einen Stromrabatt eingeführt, wenn sich Verbraucher verpflichten, nur noch effiziente Geräte zu beschaffen und den Verbrauch einem Monitoring unterstellen. Wie gross die Erfolge sein werden, wissen wir noch nicht genau. Erfahrungswerte zeigen aber, dass mindestens 5% des Verbrauchs möglich sind, oft allein schon dank besseren Steuerungen und Reduktion der Standby-Verluste.

⁵² Prognos AG: Bericht: Die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs serienmässig hergestellter Elektrogeräte in der Schweiz unter Statusquo-Bedingungen und bei Nutzung der sparsamsten Elektrogeräte bis 2010 mit Ausblick auf das Jahr 2020, Bern 2002

Stromverbrauch 2007	GWh
Landwirtschaft	1000
Dienstleistungen	15200
Industrie	19000
Verkehr	4700
Total	39900
kalkuliertes Einsparungspotential 5%	1'995

Figur 90 Effizienzpotentiale Industrie und Dienstleistungen durch Effizienzrabatte (Daten: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2008)

Ersatz von Elektro-Widerstandsheizungen

Über das Bestgeräte-Szenario hinaus können auch die verbleibenden Elektroheizungen und -Boiler (Verbrauch gemäss Prognos im 2020: 3882 GWh)⁵³ durch noch bessere Optionen (Solaranlagen und Wärmepumpen) ersetzt werden.

Verbräuche im Jahr 2000 (Daten Prognos)	GWh
Elektroheizungen	3960
elektrische Boiler	2172
Total Verbrauch Elektrowärme (ohne Öfeli)	6132
Reduktion im Rahmen des Bestgeräteprogramms	-1915
Reduktion durch spezielles Sanierungsprogramm Elektrowärme	-3200
verbleibender Bedarf Elektrowärme	1117

Figur 91 Entwicklung Verbrauch Elektro-Widerstandsheizungen und Elektroboiler

Zusätzliche Substitutionen im Bereich Elektrowärme:

- Reduktion des Wärmebedarfs durch bessere Isolation
- Höhere Leistungsziffern von Wärmepumpen
- Marktdurchdringung der solaren Wärmegewinnung (Strom nur als Komplementärquelle)
- Verbesserte Umstellbereitschaft bestehender Elektroheizungen und -Boiler bei steigenden Strom- und Ölpreisen; starke Wirkung kantonaler Programme

Diese Umstellungen sind wirtschaftlich ein interessantes Geschäft, denn die Beteiligten sparen nicht nur Energie, sondern auch Geld. Im Bereich Wärmepumpen pflegen die Elektrizitätswerke ein wirksames Förderprogramm, welches zu einem raschen Ausbau der Kapazitäten führte. Unterstützt wurde das Programm durch kantonale Bauvorschriften. Die völlige Eliminierung ineffizienter Elektroheizungen sollte bis 2020 (spätestens 2025) erreichbar sein, wenn sie mit ähnlichem Engagement verfolgt wird wie die Umstellung von Ölheizungen auf Wärmepumpen.

Weitergehende Schätzungen von SAFE

SAFE, die Schweizerische Agentur für Energieeffizienz schätzt die Einsparungen noch deutlich höher ein.⁵⁴ Beispiel: Sparsame Netzteile von elektronischen Geräten, Ausschalt-Automatik für Büro- und Unterhaltungselektronik, Kaffeemaschinen, Präsenzmelder und Bedarfs-Sensoren für Beleuchtung und weitere Haustechnikanlagen.

⁵³ Prognos AG: Bericht: 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, Bern 2002

⁵⁴ Jürg Nipkow, Conrad U. Brunner: Energie effizient nutzen, Perspektiven des Elektrizitätsverbrauchs, Bulletin SEV/VSE 9/05

Jüngere Untersuchungen zeigen, dass damit die Möglichkeiten effizienter Stromnutzung längst nicht ausgeschöpft sind. Zu den Verbesserungen der Geräte gesellt sich das Einsparpotenzial durch Systemoptimierung, durch die optimale Planung und Steuerung von Anlagen usw. Serienmässig hergestellte Elektrogeräte und Kleinanlagen verbrauchen in der Schweiz 55% des Elektrizitätseinderverbrauchs.

Viele Verluste liessen sich durch Etikettierung und Zulassungsbeschränkungen deutlich eindämmen. Ebenfalls können Lenkungsabgaben auf Strom, wie sie der Kanton Basel-Stadt kennt, eine Nutzung effizienter Techniken begünstigen.

- Die grössten Sparpotentiale bestehen bei Elektroheizungen (13% des Stromverbrauchs), Glüh- und Halogenlampen (9%), FL-, Kompakt-FL-Leuchten (9%), und Elektrowarmwassergeräten (7%).
- Vor allem bei der Unterhaltungselektronik wird erwartet, dass die Effizienzgewinne die Mengeneffekte (zunehmende Zahl von Geräten) überkompensieren können.
- Darüber hinaus wird die konventionelle Elektrowärme in Form Ohm'scher Heizungen beschränkt.
- Weitere grosse Potentiale bestehen bei der Verbesserung von Elektromotoren und bei der Steigerung des Wirkungsgrads von Wärmepumpen und Boilern (Heizung und Warmwasser).

	Verbrauchsanteil %	Verbrauch 2005 GWh	Sparpotenzial mit bester verfügbarer Technik %	Sparpotenzial beste Technik, GWh
Beleuchtung Haushalte	3.2%	1'820	60%	1'092
Beleuchtung Nicht-Haushalte (Büro, Läden, Industrie...)	9.9%	5'681	40%	2'272
Haushaltgeräte Küche	6.6%	3'782	25%	945
Haushaltgeräte Wäsche	3.3%	1'891	30%	567
Haushalt Kleingeräte	2.3%	1'300	20%	260
Haushalt Unterhaltung	1.6%	893	40%	357
Büro/ Informationstechnik/ Heimbüro	3.5%	2'001	30%	600
Elektroheizung konventionell (Widerstand)	5.9%	3'358	70%	2'350
Elektroheizung mit Wärmepumpe	1.1%	625	20%	125
Haustechnik: Umwälzpumpen	3.0%	1'719	60%	1'031
Haustechnik: Ventilatoren, Klimatisierung etc., ohne Elektr	5.0%	2'865	30%	860
Warmwasser Elektroboiler	4.3%	2'464	50%	1'232
Gewerbliche Anwendungen	4.3%	2'447	30%	734
Bahnen inkl. Tram, Seilbahnen, Skilifte	5.2%	2'985	10%	299
Industrie-Motoren	27%	15'471	25%	3'868
Verschiedenes (inkl. industrielle/gewerbliche Wärme)	14%	8'022	20%	1'604
Total	100.0%	57'323	32%	18'197

Figur 92 Elektrizitäts-Sparpotenziale Schweiz. Quelle: SAFE 2007⁵⁵

Das gesamte technische Effizienzpotenzial beim Strom wird von der Schweizerischen Agentur für Energieeffizienz (SAFE) bei zirka 18'200 GWh/a, d.h bei knapp einem Drittel des Schweizer Stromverbrauchs (Gesamtverbrauch Elektrizität 2007: 57'400 GWh). Dieses Potenzial kann mit dem normalen Erneuerungszyklus der Geräte, Anlagen und Motoren durch Einsatz von Bestgeräten und weitere Massnahmen erreicht werden. Die Verbrauchsgrenzwerte müssen regelmässig dem Stand der Technik angepasst werden. Durch die Umsetzung des gesamten Potenzials von 32% des Stromverbrauchs liessen sich rund 3,6 Milliarden Franken pro Jahr einsparen (bei 20 Rp./kWh).

⁵⁵ www.energieeffizienz.ch/files/SAFE_Sparpotential_Strom_2005_JN.pdf

Höhere Energieeffizienz mittels Wärme-Kraft-Kopplung

Wärme-Kraft-Kopplung ist eine bewährte Technik, die – zum Beispiel in der Nordwestschweiz – dank kantonalen Einspeisevergütungen seit Jahrzehnten realisiert wird. Dabei wird Erdgas von normalen Gasheizungen verstromt, der gewonnen Strom zum Ersatz von Ölheizungen (durch Wärmepumpen) verwendet und es entsteht dadurch ein höherer Wirkungsgrad. Aus diesen Gründen sollte die Wärme-Kraft-Kopplung dort durchgesetzt werden, wo es etwas bringt:

- Bei grossen Gasheizungen (Mehrfamilienhäuser, Gewerbegebäude, Spitäler, Schulhäuser usw.) sollte Wärme-Kraft-Kopplung zur Pflicht werden, weil Wärme-Kraft-Kopplung bei grösseren Anlagen die besten Wirkungsgrade aufweist.
- Kleine Öl- und Gasheizungen sollten dagegen eher auf erneuerbare Energien (Holz-Pellets, solar oder Wärmepumpen) umgestellt werden.
- Die Anlagen können wärme- oder stromgeführt betrieben werden. Bei einer Stromführung (Anlagen laufen nur am Tag und liefern Spitzenstrom) wird die Wärme gespeichert. Die Wärmespeicher können multivalente Funktionen erfüllen, auch als Zwischenspeicher für Solarwärme oder Abwärme von Kältemaschinen.

	GWh
Erdgasverbrauch CH	29'937
bisherige Nutzung WKK	-1'793
theoretisches WKK-Gas-Potential	28'144
Geschätzter Wirkungsgrad ⁵⁶	38%
theoretisches Strom-Potential	10'695

Figur 93 Potentialschätzung Wärme-Kraft-Kopplung

Ausgehend vom schweizerischen Gasverbrauch von 29'936 GWh (Mittelwert 2005/2006) werden zuerst die bereits verstromten Gasmengen für Fernwärmenetze in Abzug gebracht. Danach resultiert ein Strompotential von 10'700 GWh. Bei einer Marktdurchdringung von 80% entsteht ein realisierbares Potential von ca. 8500 GWh bis 2020. Es handelt sich vorwiegend um Winterstrom, weil nur in der kalten Jahreszeit geheizt wird.

Bei einer Nutzung dieser 10'000 GWh Strom mit Wärmepumpen (Leistungsziffer 3,5) könnten ca. 3,1 Mio. Tonnen Heizöl ersetzt werden, was einer Reduktion von 70 Prozent des Heizöls entspräche. Wärme-Kraft-Kopplung bringt nicht nur mehr Energieeffizienz sondern auch erhebliche CO₂-Reduktionen.

Der Wärme-Kraft-Kopplung stand bisher im Weg, dass sie vordergründig als CO₂-Verursacher betrachtet wurde (weil die Stromimporte und die CO₂-Reduktionen mit Wärmepumpen ignoriert wurden). Zudem ist Wärme-Kraft-Kopplung bei den Stromkonzernen wenig beliebt, weil die dezentrale Nutzung neue Anbieter („Konkurrenz!“) auf den Plan ruft, die sich dem monopolistischen Diktat der Grossen entzieht.

Angesichts der zunehmenden, CO₂-trächtigen Stromimporte können WKK-Lösungen aber einen wichtigen Beitrag als Übergangstechnologie leisten, ohne dass neue Grosskraftwerke mit Gas, Kohle oder Atomenergie nötig werden.

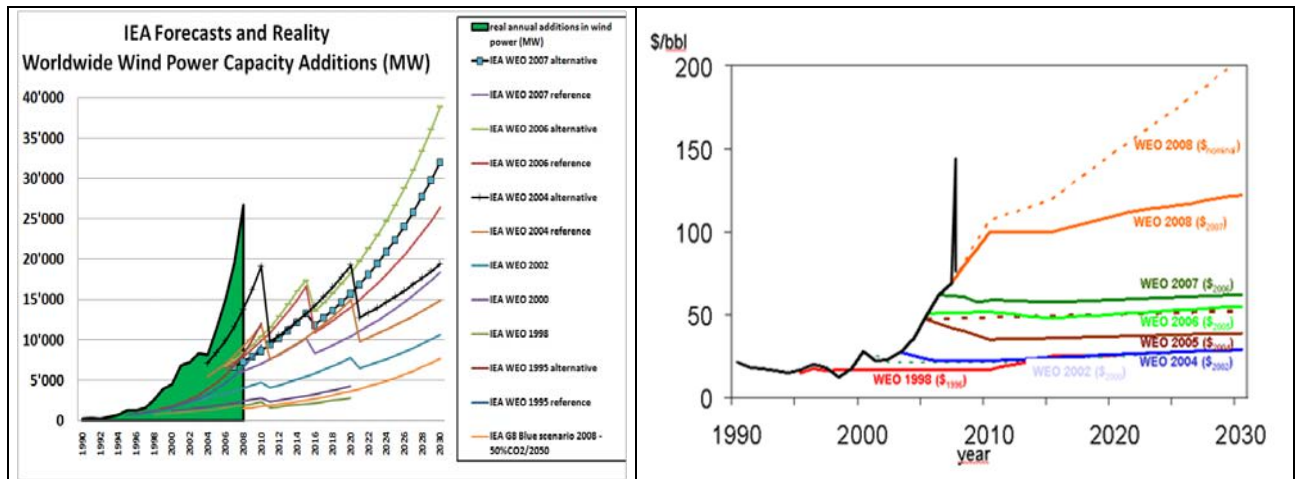
⁵⁶ Verband Schweizerische Gasindustrie VSG, Jahresbericht 2004 S. 12

10. Potentiale der erneuerbaren Energien

Zur Tauglichkeit von „offiziellen“ Szenarien

Die Potentiale der erneuerbaren Energien sind riesengross. Allerdings wurden und werden sie von offizieller Seite häufig unterschätzt oder gar ignoriert. Dies gilt beispielsweise für den stets so prominent zitierten „World Energy Outlook“ der Internationale Energieagentur (IEA) oder auch für die „Energieperspektiven“ des Bundesrats (Prognos 2006).

Fehlprognosen der IEA



Figur 94 und Figur 95 IEA-Prognosen und Wirklichkeit bei der Windenergie (links) und beim Ölpreis (rechts)

Im Jahre 2008 wurden Windenergieanlagen mit einer Leistung von 26'900 MW (=26,9 GW) neu errichtet. Die IEA ging in allen ihren Prognosen davon aus, dass dieser Wert frühestens im Jahr 2020 erreicht wird, wenn überhaupt. Die IEA hat auch im jüngsten Ausblick (November 2008) einen stagnierenden Anteil an erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 prognostiziert.

Die Realität ist eine ganz andere: die jährlichen Neuinstallationen von Windenergie-Anlagen haben sich von 1998-2007 alle 2½ Jahre verdoppelt, die Photovoltaik wuchs 2007 sogar um 60% (in den Vorjahren 40%). Wenn sich dieses Wachstum fortsetzt, angetrieben von sinkenden Kosten, ist es bloss eine Frage der Zeit bis die erneuerbaren Energien den gesamten Markt für neue Kraftwerke erobern werden.

Inzwischen hat die Windenergie in Europa und in den USA alle anderen Technologien (Erdgas, Kohle, Atom usw.) punkto Neuinstallationen überholt. Setzt sich das Wachstum in diesem Tempo fort, könnten schon vor 2040 die letzten Kohle- und Atomkraftwerke weltweit stillgelegt werden.⁵⁷

Auch bei der Prognose der Ölpreise hatte die IEA keine glückliche Hand: noch im Jahre 2002 prognostizierte sie im World Energy Outlook einen stabilen Ölpreis von 20-29 \$ pro Fass bis zum Jahr 2030. Die IEA ging stets davon aus, dass die Opec jeden Bedarf abdecken kann.⁵⁸ Schrittweise musste die IEA ihre Fehlprognosen korrigieren (Figur 94).

Im November 2008 erhöhte die IEA ihre Preiserwartungen für Erdöl auf 100 \$ pro Fass für die Zeit bis 2015 und auf 120 \$ bis 2030. Erstmals wurden auch Preissprünge auf über 150 \$ pro Fass nicht

⁵⁷ Siehe dazu: Rudolf Rechsteiner: wind power in context

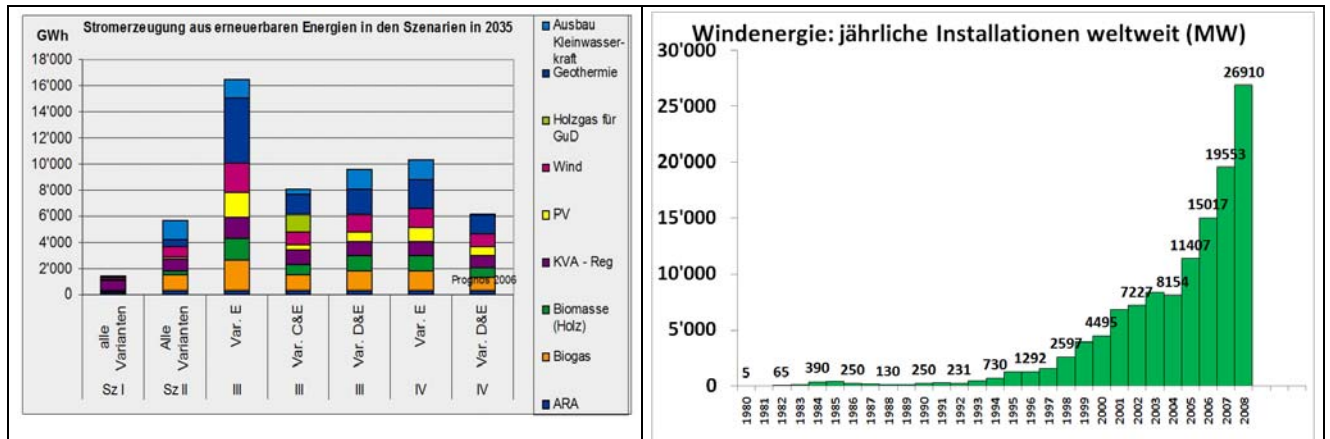
http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2009-01_Wind_Power_Report.pdf

⁵⁸ "The oil supply projections of this Outlook are derived from aggregated projections of oil demand... Opec conventional oil production is assumed to fill the gap." Internationale Energieagentur (IEA): World Energy Outlook 2002 S. 95

länger ausgeschlossen.⁵⁹ Allerdings versäumte es die IEA, die richtigen Schlussfolgerungen zu ziehen: mit diesen Preisverhältnissen sind erneuerbare Energien dauerhaft rentabel.⁶⁰

Die Schwächen der „Energieperspektiven“ des Bundesrats

Auch in den „Energieperspektiven“ des Bundesrates (Prognos 2006) spielen die erneuerbaren Energien eine untergeordnete Rolle. Der Bericht ignoriert, welche Wachstumsdynamik weltweit im Gang ist; er verzichtet auf eine Analyse der absehbaren Kostensenkungen bei den Schlüsseltechnologien Wind und Sonne, die auch den schweizerischen Strommarkt beeinflussen und zeitweise „überschwemmen“ werden, zum Leidwesen der übrigen Bandenergien.



Figur 96 Photovoltaik und neue erneuerbare Energien in den „Energieperspektiven“ des Bundesrats: in allen Varianten auf tiefem Niveau⁶¹

Figur 97 reale Entwicklung der Windenergie (Weltmarkt)

Dazu kommen fragwürdige Einschätzungen bei den Erdöl- und Erdgaspreisen. Der Öl-Importpreis wurde in den Energieperspektiven (Hauptszenarien I bis III) auf 30\$ pro Fass geschätzt (Hochpreisszenario: 50\$); im Jahre 2008 lag der Durchschnittspreis aber über 100 \$ pro Fass. Die instabile Versorgungslage und die Preisvolatilitäten werden von den Energieperspektiven kaum berücksichtigt. Es wird zudem auf grosse und billige Kohlevorräte (inkl. Kohleverflüssigung) verwiesen und auf angeblich kostengünstige CO₂-Lagerungsmöglichkeiten.

Diese Annahmen widersprechen den realen Erfahrungen. Denn weder ist Kohle in den letzten Jahren billig geblieben, noch handelt es sich bei der CO₂-Lagerung um eine geprüfte, kostengünstige Technik.^{62,63}

Dass in der Schweiz zudem ein Ansturm auf die kostendeckende Einspeisevergütung stattfindet, hat von offizieller Seite so niemand erwartet.

Heute liest sich das Executive Summary der „Energieperspektiven“ als wäre es ein Wunschkatalog der Axpo oder der Gaswirtschaft: Alternativen zu Atom- oder Gaskraftwerken werden kaum in Betracht gezogen. Ungeprüfte Kostenangaben für Gas, Erdöl oder neue Atomkraftwerke, die von der Realität längst widerlegt sind, wurden als „Optimum-Optionen“ verkauft, zum absehbaren Nachteil

⁵⁹ IEA: World Energy Outlook 2008, p.79

⁶⁰ Die IEA anerkennt erstmals, dass ein "risk of a supply crunch" for oil after 2010 could be "driving up oil prices – possibly to new record highs". IEA: World Energy Outlook 2008, p.92

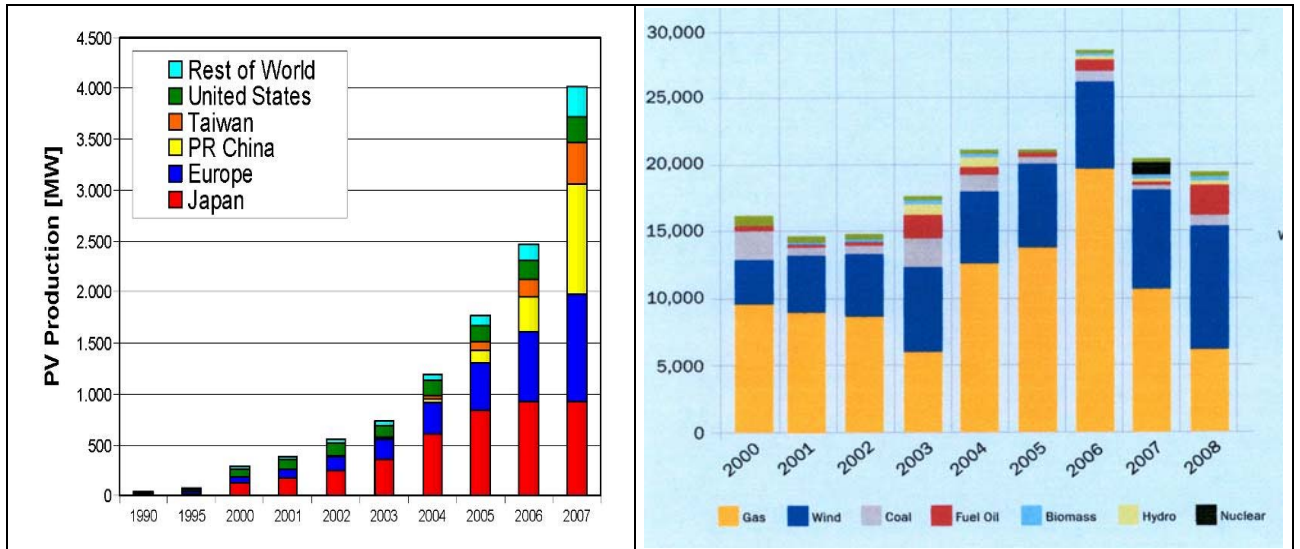
⁶¹ Arnulf Jäger-Waldau: PV Status Report 2008, Research, Solar Cell Production and Market Implementation of Photovoltaics, September 2008, European Commission, DG Joint Research Centre S. 11; Prognos: Die Energieperspektiven Band 2 S. 561

⁶² Die IEA rechnet mit Kosten von 5 US-Cents/kWh für Carbon Capture and Storage. Die Kosten liegen damit mit Sicherheit höher als bei einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien aus Windenergie.

http://knowledge.allianz.com/en/globalissues/climate_change/climate_solutions/iea_gielen_climate_energy_technology_perspectives.html

⁶³ Vgl. Lee Buchsbaum: New Coal Economics, EnergyBiz Insider, December 24, 2008, <http://www.michigangreen.org/article445.html>

der Konsumentinnen und Konsumenten. Mit der realen Entwicklung am Markt haben diese Szenarien allerdings wenig zu tun.

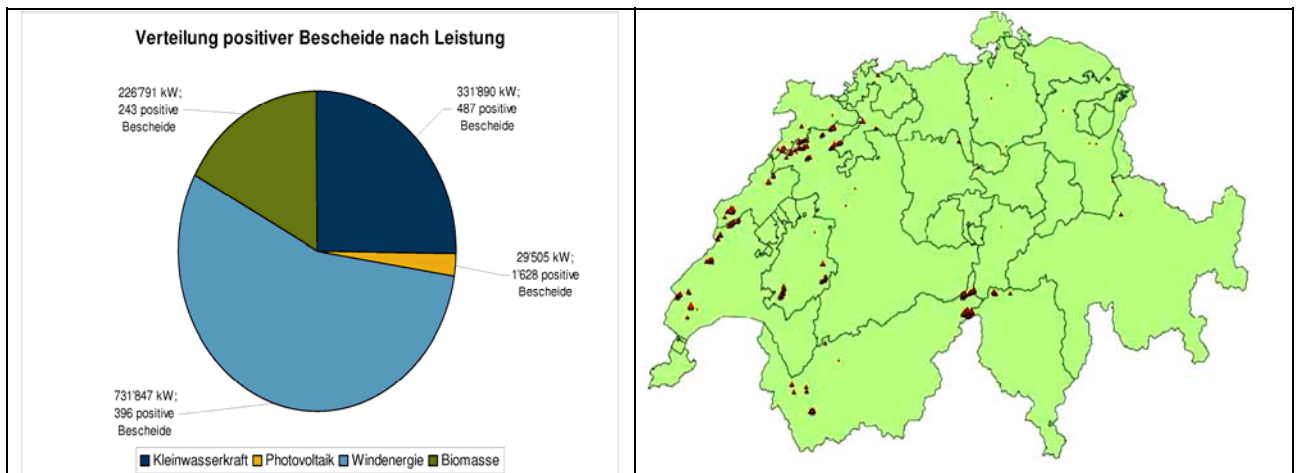


Figur 98 Wachstum der Photovoltaik international (links)

Figur 99 Zusammensetzung der EU-Neuinstallationen 2000-2008 nach Technologie: Windenergie seit 2007 auf Platz 1

Die „Energieperspektiven“ argumentieren somit diametral gegen die technologischen Trends auf den Kraftwerksmärkten. Und sie widersprechen auch diametral der Politik der Europäischen Union und (neuerdings) der USA, welche beide die erneuerbaren Energien anstelle von nichterneuerbaren Energien akzentuieren.

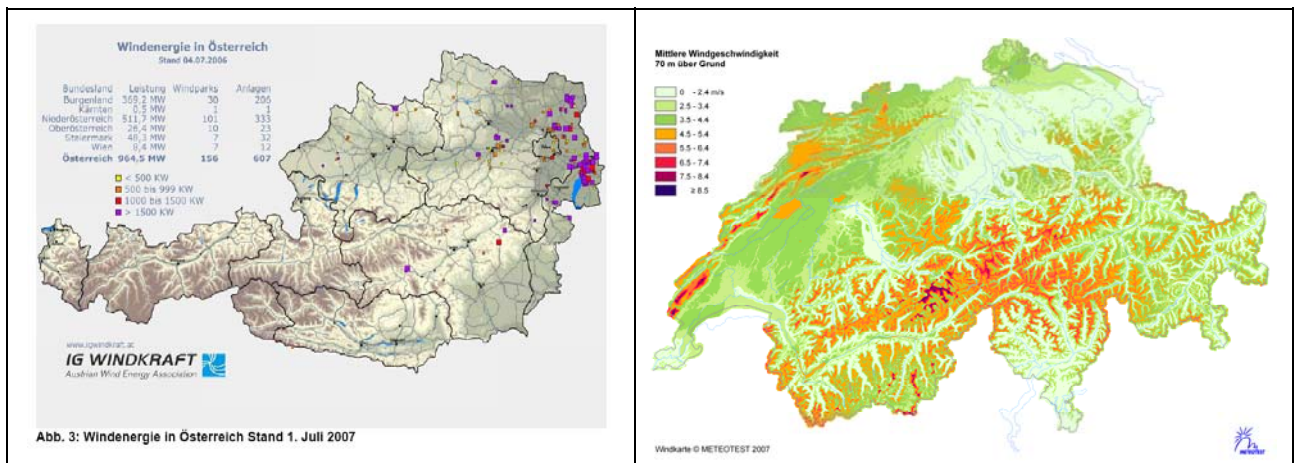
Potentiale der Windenergie



Figur 1 Windenergie ist die Technologie mit der grössten angemeldeten Leistung seit Beginn der kostendeckenden Einspeisevergütung.

Figur 100 Standorte in der West- und Zentralschweiz sind dominant

Das Bundesamt für Energie hat das Windstrompotential für die Schweiz auf 4000 GWh geschätzt.⁶⁴ Von Mai 2008 bis Januar 2009 wurden 731 Megawatt Neuanlagen beim Bundesamt für Energie zur kostendeckenden Einspeisevergütung angemeldet und erhielten einen positiven Bescheid. Werden diese Anlagen realisiert, so beträgt die Stromerzeugung daraus bei einer mittleren Jahresleistung von 1800 Vollast-Stunden rund 1300 GWh.



Figur 2 Windstandorte in Österreich (2008: 995 MW)

Figur 101 Windatlas Schweiz⁶⁵

Das ist aber erst der Anfang. Denkbar ist, dass die schweizerischen Potentiale wesentlich grösser sind werden als erwartet. Neuere Studien zeigen dies.⁶⁶ In Österreich floriert die Windenergie in Regionen, vorab in Niederösterreich, die in älteren Windkarten als „No-Wind“-Gebiete eingezeichnet waren. Mit modernen Methoden, basierend auf Messungen auf 80-100 m Nabenhöhe

⁶⁴ Paul Scherrer Institut: Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, Hrsg. Bundesamt für Energie, Februar 2005

⁶⁵ Daten Suisse Eole/ meteotest <http://www.wind-data.ch/windkarte/index.php>

⁶⁶ „Die zahlreichen Abschätzungen des möglichen Windkraftpotenzials in Österreich reichen von 3.000 GWh bis zu knapp 20.000 GWh. Bei den meisten dieser Abschätzungen ist zu beobachten, dass der momentane Stand der Technik für die Abschätzungen herangezogen wurde. Technische Weiterentwicklungen, wie sie gerade bei der Windkraft in extremen Maße zu beobachten sind, wurden praktisch nie antizipiert.“

Stefan Hantsch, Stefan Moidl: Das realisierbare Windkraftpotenzial in Österreich bis 2020 St.Pölten, Juli 2007

zeigt sich das wahre Potential. In Österreich wurde die Windleistung innert sechs Jahren auf 995 MW ausgebaut.

International gesehen entwickelt sich die Windenergie zu einer der dominierenden Technologien in der Stromerzeugung, welche nicht nur Gas- und Atomkraft, sondern auch die Kohle überrunden dürfte.

Der Landverbrauch wird dabei meistens überschätzt. Für eine Vollversorgung mit Strom aus Windenergie würden „Windzonen“ im Ausmass von weniger als 1 % der europäischen Landmasse genügen.⁶⁷

In jüngster Zeit wurde dank steigender Anlagengrösse und höheren Pfeilern die Produktivität von Windturbinen nochmals bedeutend erhöht. Der deutsche Bundesverband Windenergie schätzt, dass die mittlere Volllaststundenzahl bis 2020 an Land von heute durchschnittlich 1.750 h/a auf 2.490 h/a im Normalwindjahr ansteigt. Je nach Standort und Nabenhöhe schwanken die Werte zwischen etwa 2.000 h/a in Schwachwindgebieten und rund 4000 h/a in exponierten Höhenlagen. Auf See prognostiziert die Branche einen durchschnittlichen Wert von 3.700 Volllaststunden pro Jahr.

Zudem besteht in Deutschland ein grosses Potential für das sogenannte Re-Powering: „Die Faustformel für das Repowering an Land lautet: Verdoppelung der installierten Leistung und Verdreifachung der produzierten Strommenge mit der halben Anzahl von Windturbinen.“

Die Windverhältnisse in der Schweiz sind nicht zwingend schlechter als im deutschen Binnenland. Bereits die 2005 errichtete 2-MW-Anlage in Collonges bei Martigny (VS) zeigte mit 4,4 GWh Stromproduktion (2006/7) und 4,3 GWh (2007/8), dass hohe Produktionswerte nicht nur in Küstennähe möglich sind. Findet die Windenergie in der Bevölkerung Akzeptanz, dann sind Produktionszahlen von 6000 GWh pro Jahr möglich – mit rund 1000 bis 1500 Anlagen verteilt über Jura und Alpenbogen.

	MW	Anzahl	km2	MW/km2	Anzahl Anlagen pro km2	Anteil Windstrom am Gesamtverbrauch (Annahme Verbrauch 2030: 75'000 GWh)
Brandenburg	3358	2425	29478	0.114	0.082	32.0%
Sachsen-Anhalt	2786	1962	20446	0.136	0.096	42.0%
Nordrhein-Westfalen	2557	2602	34082	0.075	0.076	3.5%
Schweiz bodenständig	3000	1200	41200	0.073	0.029	8.0%
Schweiz europäisch	1800	720	41200	0.044	0.017	4.8%
Schweiz innovativ	1600	640	41200	0.039	0.016	4.3%

Figur 102 Anzahl Windturbinen pro Landesfläche im Vergleich

Auch bei einer intensiven Nutzung der Windenergie in der Schweiz mit 1600 bis 3000 MW wäre die Anzahl Anlagen pro km² noch weit tiefer als in den drei deutschen Bundesländern mit der dichtesten Nutzung. Da viele Windturbinen in Hochlagen der Alpen und im Jura erstellt werden, wo die attraktivsten Winde vorhanden sind, wären sie für die breite Bevölkerung im Alltag wenig sichtbar.

Windpotentiale

	Fläche ha	Anteil an Landesfläche	Potential GWh %	mittlere Zahl Volllaststunden	Anzahl MW	Leistung pro WKA	Anzahl Turbinen
Schweiz	4128447	100%	6000 100%	2000	3000	2.5 MW	1200

Figur 103 Grobschätzung Windstrom (eigene Schätzung, Basisdaten PSI)

Für den Ausbau sind weniger die Windressourcen als die zonenrechtliche Zulassung und die Akzeptanz der Anlagen entscheidend. Wie in Deutschland (Hessen, Baden-Württemberg, Bayern) sind auch in der Schweiz Landschaftsästhetik und Atombefürworter aktiv, die Windkraftwerke um

⁶⁷ Europe’s Energy Crisis - The No Fuel Solution. EWEA Briefing 2006

jeden Preis verhindern wollen – auch dort, wo sie das Landschaftsbild wenig stören und von der ansässigen Bevölkerung stark unterstützt werden.

Die ästhetische Wirkung von Windturbinen ist zudem umstritten. In Befragungen finden Wind- und Solarkraftwerke bei den Anwohnern jeweils die grösste Zustimmung. Manche erkennen in Windturbinen einen künstlerischen Ausdruck von Harmonie zwischen Mensch und Natur. Vom deutschen Künstler Richard Schindler⁶⁸ stammt der Vorschlag, dass Gemeinden mit Windkraftwerken öffentlich zugängliche Fernrohre aufstellen, die es ermöglichen, den Lauf der Windturbinen bei gutem Wetter von den Zentren aus zu beobachten.

Die ästhetische Dimension sollte im Kontext der irreversiblen Landschaftseingriffe durch Kohle, Erdgas und Atomenergie diskutiert werden. Die Klimaveränderung wird sämtliche Alpengletscher noch in diesem Jahrhundert abschmelzen; radioaktive Abfälle bedrohen die nachfolgenden Generationen mit irreversiblen Lasten.

Für die Schweiz schätzt das Bundesamt für Energie aufgrund der Netzlänge die Zahl der Strommasten auf eine Million, davon geschätzte 35'000 Masten von Hochspannungsnetzen (220-380 kV).⁶⁹

Netzebene 1:	220 - 380 kV	ca. 35'000
Netzebene 3:	50 - 220 kV	ca. 60'000
Netzebene 5:	1 - 50 kV	ca. 700'000
Netzebene 7	< 1 kV	ca. 200'000
Total		995'000

Figur 104 Anzahl Hochspannungsmasten in der Schweiz

Wenn die Erstellung von Windturbinen mit Richtplänen in vernünftige Bahnen gelangt und wenn zudem – als Ausgleichsmassnahme – Hochspannungsleitungen vermehrt durch Erdkabel ersetzt werden, dann entsteht ein Gleichgewicht von Schützen und Nützen, das die Landschaft entlastet.

⁶⁸ Richard Schindler: Landschaft verstehen, Freiburg 2005

⁶⁹ Schriftliche Auskunft Bundesamt für Energie vom 24.März 2005

Atomstromimporte durch Windenergie-Importe ersetzen

Schweizer Stromkonzerne haben seit den sechziger Jahren Beteiligungen und Bezugsrechte von französischen Atomkraftwerken erworben. Die importierte Leistung summiert sich auf rund 2,5 GW, entsprechend ca. 2½ „Gösgen“. Diese Verträge werden in Zukunft auslaufen. Die meisten französischen Atomkraftwerke sind überaltert und nicht mehr betriebssicher (Risse im Reaktorbehälter, mangelnder Schutz vor Erdbeben, vor Terroranschlägen, zu wenig Schutz bei Flugzeugabstürzen usw.)

Besitzer-Konsortium	Partnerwerk	Beginn (Jahr)	Laufzeit	Leistung (MW)
KBG	Fessenheim	1978	Lebensdauer	267
AKEB	Bugey	1979	Lebensdauer	324
AKEB	Cattenom	1989/91	Lebensdauer	200
KBG	Cattenom	1989/91	Lebensdauer	566
EOS	EDF	1991	?	100
NOK	EDF	1994	Lebensdauer	100
EOS	EDF	1995	?	100
ENAG	EDF	1995	25 Jahre	200
NOK	EDF	1996	?	100
NOK	EDF	1997	Lebensdauer	100
NOK	EDF	1998	Lebensdauer	100
ENAG	EDF	2000	25 Jahre	200
NOK	EDF	2000	Lebensdauer	100
NOK	EDF	2003	Lebensdauer	100
Total				2557

Figur 105 Schweizer Strombezugsverträge und Beteiligungen in Frankreich

Die kostengünstigste und schnellste Art, diese Bezugsrechte zu ersetzen, besteht im Erwerb von erneuerbaren Energien im Ausland – vorzugsweise Wind-Beteiligungen, später auch Solarstrom. Die Potentiale in diesem Bereich sind – gemessen an technisch-physikalischen Werten – faktisch unbegrenzt und reichen aus, um den Stromverbrauch Europas einige hundert Mal zu decken. Die folgenden eher bescheidenen Werte werden im Szenario „europäisch“ angenommen:

	GWh (geschätzt)	MW
Französische Atombezugsrechte und -Beteiligungen	20104	2550
Ersatz durch europäische Wind-Beteiligungen	21600	8000
Davon onshore	7200	4000
	14400	4000

Figur 106 Ersatz der Atombeteiligungen durch Wind-Beteiligungen

Um den französischen Atompark von 2560 MW zu ersetzen, wäre ein Windpark von rund 7000-10'000 MW notwendig bei einem Kapazitätsfaktor (Jahresproduktion/Jahresleistung) von 23% onshore und 35% offshore. Es sind deshalb pro MW ersatzbedürftiger Atomenergie rund 4 MW Windenergie onshore oder 2-3 MW Windenergie offshore erforderlich. Will die Schweiz ihren Versorgungsanteil an ausländischen Atombeteiligungen etwa im Verhältnis 1:1 durch Windbeteiligungen ersetzen, müssten bis 2030 rund 400-500 MW pro Jahr zugekauft werden. Im Jahre 2030 würde der Schweizer Anteil im europäischen Ausland dann rund 2,5 Prozent betragen (8000 MW von geschätzten 300'000 MW), was auch ungefähr dem Bevölkerungsanteil der Schweiz im Vergleich zur Bevölkerung der EU entspräche.

8000 MW entsprechen im Zeitraum bis 2030 weniger als 1% des weltweit zu erwarteten Zubaus von rund 2-3 Millionen Megawatt Windenergie.

Zu den Hauptakteuren, die am meisten Interesse an solchen Wind-Erwerbungen hätten, gehören natürlicherweise die Eigentümer der grossen Speicherkraftwerke. Sie können die variable Leistung optimal verwerten. Sie würden den Windstrom immer dann kaufen, wenn es windet und wenn die Preise tief sind, und könnten Spitzenstrom verkaufen, wenn im Ausland weniger Wind bläst.

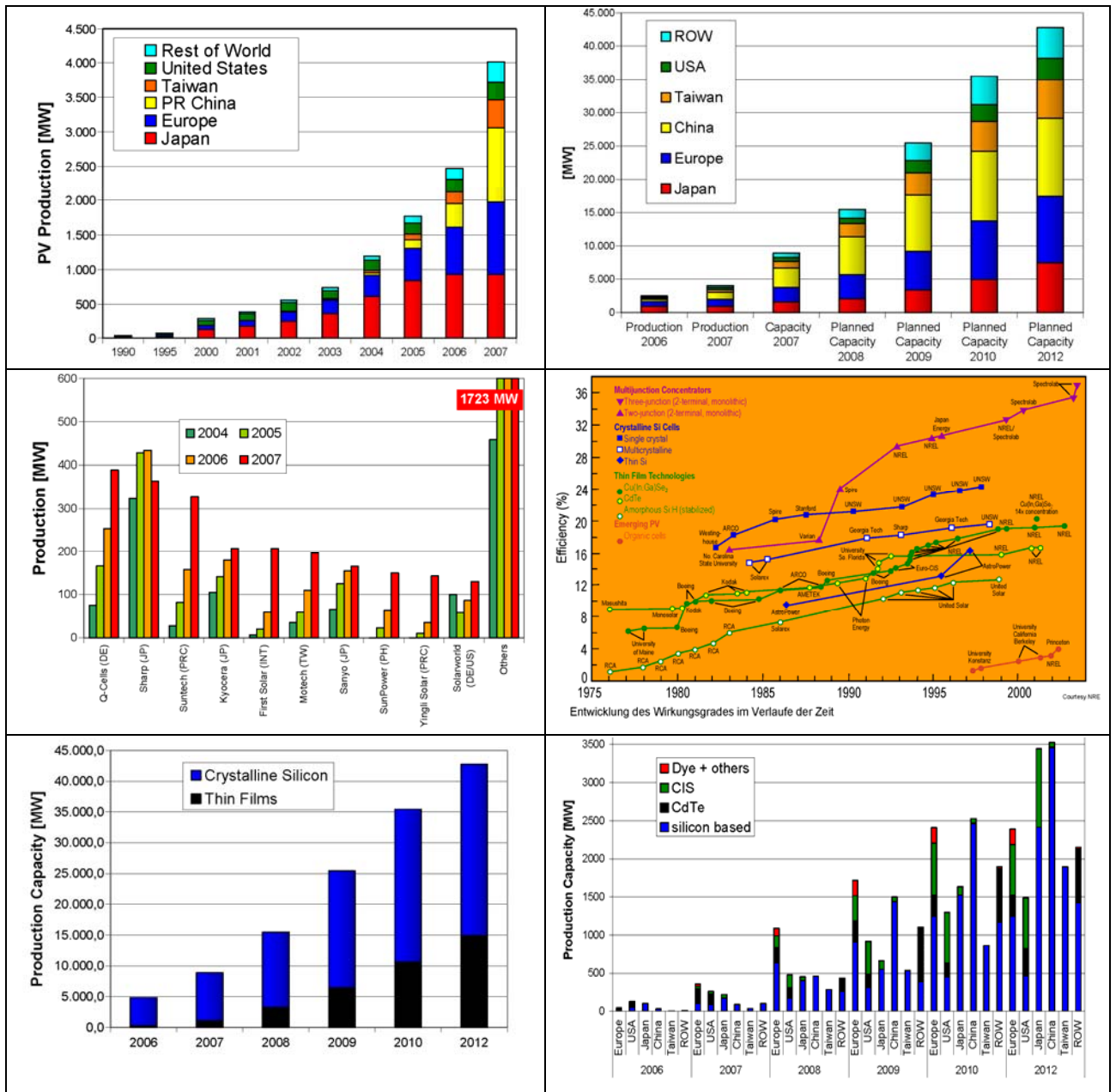
Denkbar ist aber auch, dass immer mehr billiger erneuerbarer Strom von ausländischen Stromkonzernen angeboten und von privaten Konsumenten eingekauft wird.

Sollten die Schweizer Atomkonzerne tatsächlich neue Atomkraftwerke bauen, dürfte es zu einer Absatzbewegung von ökologisch orientierten Konsumentinnen und Konsumenten kommen, sobald der Strommarkt geöffnet wird.

In Deutschland ist ein Boom der Lieferungen von echt grünen Strom (anstelle des „gewaschenen“ Atomstroms der herkömmlichen Anbieter) bereits im Gang. Die meisten Schweizer Elektrizitätswerke, die mit der Atomlobby verfilzt sind, würden in einem solchen Szenario nur noch als Zwischenhändler in Erscheinung treten.

Mit dem Wegfall von Zehntausenden von Kunden liessen sich die Atom-Pläne von Axpo, BKW und Atel, welche den Ausbau der erneuerbaren Energien politisch systematisch sabotieren, angemessen honorieren. Der Kampf für Schutz vor Atomrisiken und für sauberen Strom erhalte so eine realwirtschaftliches Standbein, ähnlich wie die Biobauern heute ein politischer Faktor sind.

Photovoltaik und solarthermische Stromerzeugung



Figur 107 Entwicklung des Weltmarkts 1990-2007

Figur 108 geplanter Kapazitätsausbau bis 2012

Figur 109 Marktführende Firmen Ende 2007

Figur 110 Entwicklung des Wirkungsgrades verschiedener Zellentypen

Figur 111 erwartete Verteilung zwischen kristallinen und Dünnschichtzellen 2006-2012

Figur 112 technologische Entwicklung innerhalb des Dünnschichtsegments

(Quellen: Figur 107-Figur 112 PV STATUS REPORT 2008⁷⁰, Figur 110: Toggweiler 2008/NREL⁷¹)

⁷⁰ European Commission Joint research Centre/ Arnulf Jäger-Waldau: PV STATUS REPORT 2008

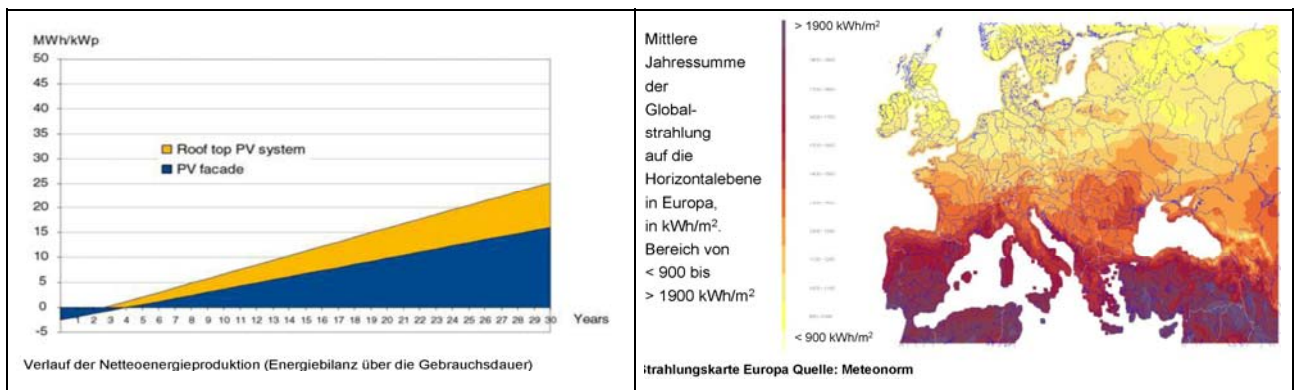
⁷¹ Peter Toggweiler: Solarstrom mittels PV und CSP Übersicht zur Technologie und Anwendung, FHNW 2008

Die Solarenergie gehört neben der Windenergie zu den interessantesten unter den neuen erneuerbaren Stromtechnologien. Hohe Erwartungen bestehen wegen den riesigen Potentialen, wegen der vielseitigen Anwendung, den sinkenden Kosten und der explosiv wachsenden Massenproduktion weltweit. Seit Beginn des Jahrzehnts verzeichnet die Photovoltaik ein mittleres Wachstum von 40% pro Jahr, im Jahr 2007 waren es sogar 60% Marktausweitung (Figur 107) und für das Jahr 2008 vermeldet die deutsche Solarindustrie erneut eine weitere Zunahme von 50%.⁷²

Im Jahre 2007 wurden 4 GW neu installiert, was gemessen an der Stromerzeugung (1000 h/a) ungefähr einem zusätzlichen Atomkraftwerk mit 500 MW Leistung gleichkommt. Bis 2012 rechnet die EU Forschungskommission mit einer Verzehnfachung der Herstellerkapazitäten auf 40 GW (Figur 108), was bei einer mittleren Auslastung von 80% zu einem Ausstoss von 32 GW an Neuanlagen führend würde, die das Äquivalent von rund 4200 MW Atomenergie liefern könnten. Werden die Anlagen mit Nachführsystemen betrieben, steigt die jährliche Ausbeute an; dies gilt ebenso für die Nutzung in südlichen Ländern, wo die solare Einstrahlung rund eineinhalb bis zwei Mal so gross sein kann wie in der Schweiz.

Die Photovoltaik stösst damit punkto neuem Strom innert vier Jahren in jene Dimensionen vor, die bisher mit dem Zubau von neuen Atomanlagen erreicht wurden. Beeindruckend ist dabei, wie rasch manche Firmen ihre Kapazitäten vervielfachen (Figur 109). Gleichzeitig werden die Wirkungsgrade verbessert (Figur 110). Inzwischen sind Module mit 20% Wirkungsgrad erhältlich, die in der Schweiz, bei rund 1000-1200 kWh Jahreseinstrahlung pro m² einen Ertrag von rund 200 kWh pro m² und Jahr liefern können.

Es wird erwartet, dass die materialsparende Dünnschichttechnik deutlich rascher wächst als der Gesamtmarkt (Figur 111), wobei innerhalb dieser Technologie als Materialbasis vorwiegend das ökologisch unproblematische und reichlich vorhandene Silizium dominieren wird (Figur 112).



Figur 113 Energierücklaufzeit Photovoltaik (Toggweiler 2008)

Figur 114 Strahlungskarte Europa (Meteonorm)

Bei der Dünnschicht-Technik wird eine Energierückzahldauer von weniger als 1 Jahr erwartet, während sie bei aufgeständerten Dachanlagen noch auf 2-3 Jahre veranschlagt wird – Tendenz sinkend (Figur 113). Wenn sich die Anlagen im Zuge von Massenproduktion und technischer Verbesserung weiter verbilligen, entsteht in Südeuropa ein riesiger Markt (Figur 114).

⁷² Photon Januar 2009

Solarthermische Stromerzeugung



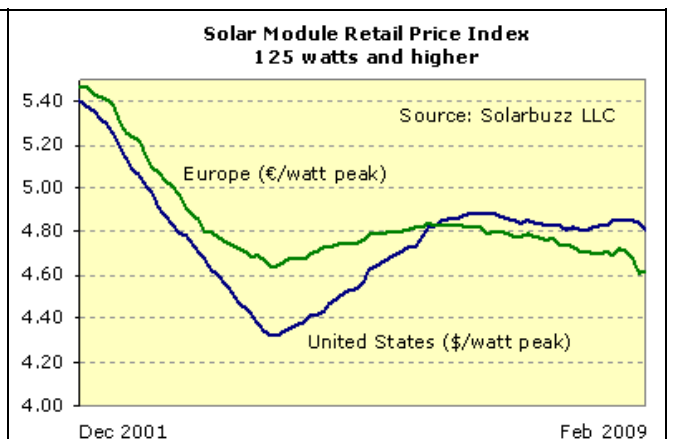
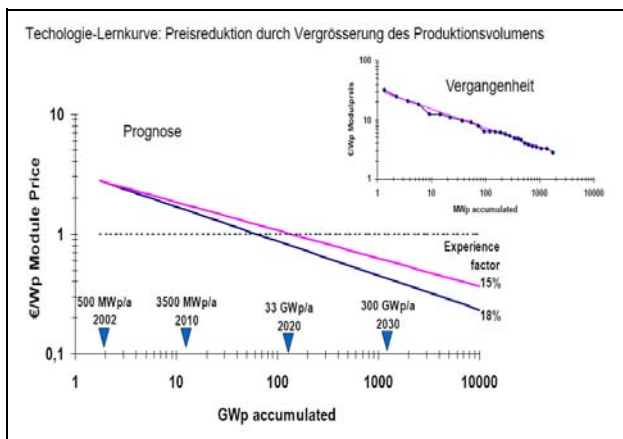
Figur 115 solarthermisches Parabolrinnen-Kraftwerk (Andasol)

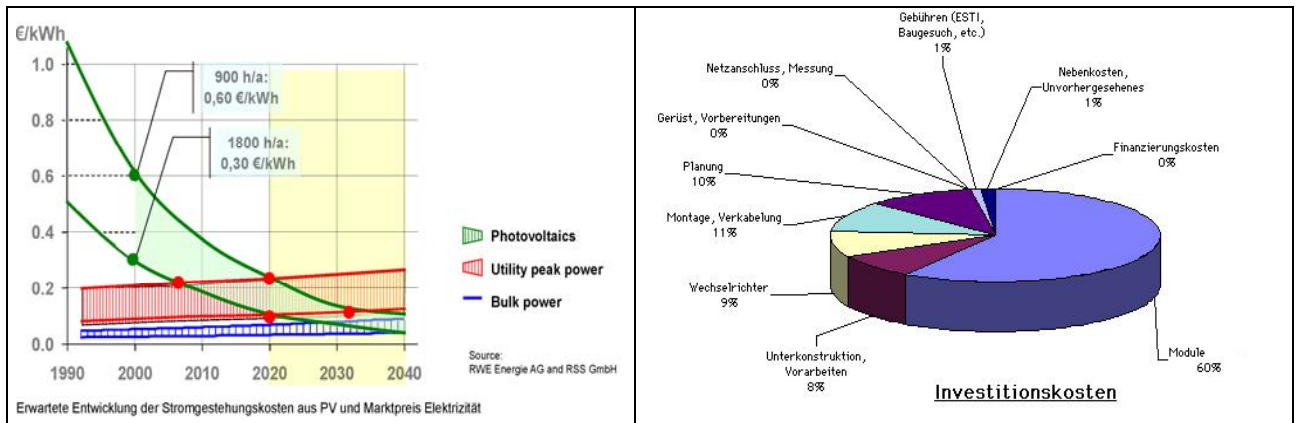
Figur 116 solarthermisches Kraftwerk mit Fresnel-Linsen (Novatec)

Neben der Photovoltaik steht auch die solarthermische Stromerzeugung in Südeuropa und in USA mitten in einer starken Wachstumsphase. Sie verspricht in Gebieten mit hoher Sonneneinstrahlung ($>1200 \text{ kWh/m}^2$) einen raschen kommerziellen Durchbruch. Es haben sich auch Schweizer EVUs (die Industriellen Werke Basel, Elektra Baselland) entschieden, sich an solchen Anlagen zu beteiligen und sie werden diesen Strom mittelfristig auch in die Schweiz importieren.

In Spanien stehen mehr als ein Dutzend solarthermischer Kraftwerke im Bau oder sind in Betrieb. Weil überschüssige Hitze gespeichert werden kann, eignen sich solarthermische Kraftwerke in gewissem Umfang auch als Backup-Kraftwerke für das Netzmanagement und zur Überbrückung Perioden ohne Sonnenlicht (Nachtzeit, Wolkenzug). An vereinzelt sonnigen Lagen – Hochgebirge und Alpensüdseite – wäre diese Technologie auch in der Schweiz realisierbar.

Kostensenkungen





Figur 117 Lernkurve Photovoltaik

Figur 118 Preisentwicklung 2001-2009 (Solarbuzz)

Figur 119 erwartete Entwicklung der Stromerzeugungskosten

Figur 120 Zusammensetzung der Investitionskosten

Die Photovoltaik und solarthermische Stromerzeugung (CSP) bewegen sich auf einer sogenannten Lernkurve. Mit jeder kumulierten Verdoppelung der weltweiten Herstellung sinkt der Preis um geschätzte 15-18 Prozent. Es ist somit allein eine Frage der Zeit und des Expansionstempos bis diese Technologie die Netzparität erreicht. Bei Netzparität sind die Kosten gleich hoch wie für den Strom aus der Steckdose.

Zwischen 2004 und 2008 stiegen die Preise allerdings an oder verharrten auf hohem Niveau (Figur 118), nachdem in Deutschland (und später in Spanien und Frankreich) die kostendeckende Einspeisevergütung für eine dynamische Steigerung der Nachfrage gesorgt hatte. Der PV-Markt wurde zum Verkäufermarkt und es mangelte an Silizium.

Seit Ende 2008 ist an vielen Stellen eine starke Veränderung zu beobachten.

„Der Preis für Solarmodule stürzt seit Ende Dezember steil ab... Bei SunForFree heißt es zum Beispiel, die ertragsschwächeren Dünnschichtmodule seien zum Jahreswechsel um 20 Prozent im Preis gesunken. „Gewöhnliche Solarmodule auf Siliziumbasis sind ebenfalls deutlich billiger geworden.“ Sie seien nun für 2,30 Euro bis 2,40 Euro pro Watt Leistung zu haben statt vergangenes Jahr 2,80 Euro. Auch die Großhändler registrieren einen Preiscrash. Bei der Phoenix Solar AG, die Photovoltaikkraftwerke baut und Module vertreibt, heißt es, ein namhafter chinesischer Hersteller verkaufe seine Module nun für 2,20 Euro pro Watt Leistung statt 2,80 Euro im Jahr 2008. Jesse Pichel, Analyst bei der US-Investmentbank Piper Jaffray, prognostiziert ebenfalls für 2009 einen Preisverfall für die Photovoltaikbranche: „Ich rechne im Schnitt mit 15 bis 20 Prozent Abschlag in diesem Jahr.“ Ein wichtiger Grund ist nach Ansicht Pichels, dass Silizium deutlich billiger geworden ist, weil die Halbleiterindustrie durch die Konjunkturkrise stark schrumpft und nun weniger von diesem Rohstoff braucht. „Knappes Silizium hat die Preise oben gehalten. Das ist jetzt vorbei.“ Darüber hinaus hätten sich die Produktionskapazitäten für Solarzellen und Module kräftig erhöht. Und schließlich sei Spanien als großer Markt zusammengebrochen, weil dort die Förderung gekürzt wurde. Diese Faktoren würden auch 2010 noch wirken: „Dann sinken die Preise meiner Prognose nach nochmals um 20 Prozent.“⁷³

Und eine amerikanische Studie schreibt:

“Global module capacity will grow to 27.5 GW by 2012 from 5.7 GW in 2007, sufficient to produce 23 GW of PV modules. Thin-film modules will have a market share of 34 percent in 2012 from 13 percent in 2007, and rapid uptake of thin film will create new market leaders. Module costs for crystalline silicon will halve by 2015 to \$1.40 per watt; costs for CIGS thin films will be down to 75 cents per watt. Falling costs are quickly setting the stage for "grid parity" in major markets, which will fuel demand

⁷³ Jakob Schlandt: Solarenergie zum Schnäppchenpreis, Berliner Zeitung/Photon 2.2.2009

<http://www.berlinonline.de/berliner-zeitung/archiv/.bin/dump.fcgi/2009/0202/wirtschaft/0014/index.html>

for long-term growth. Dramatically falling prices in 2009 will impact major players; high-efficiency monocrystalline and low-cost thin-film technologies will have a 30 percent efficiency-adjusted cost advantage over traditional multicrystalline producers, leaving them well-positioned to survive the impending shakeout. Asia will constitute 82 percent of global crystalline silicon cells by 2012. The dramatic ramp in production will drive costs down for Asian producers, giving them a significant edge over established European players who will lag behind in expanding manufacturing capacity.⁷⁴

Es gibt eine Vielzahl solcher Einschätzungen, die hier nicht weiter analysiert werden.

Tatsache ist, dass einzelne Dünnschicht-Hersteller, zum Beispiel die US-Firma First Solar, mit Massenproduktion bereits einen Modulpreis von unter 0,9 Euro/Watt bzw. USD 1.18/W erreicht haben.⁷⁵ Die Marge dieser Firmen beläuft sich somit, gemessen am statistischen Endverbraucherpreis von 2,20-2,80 Euro/Watt auf über 100 Prozent. In einem stark überverkauften Markt, wie er sich heute abzeichnet, werden so hohe Margen mit der Zeit sinken, denn derart hohe Gewinne sind für die Expansion der Produktion weder notwendig noch erwünscht. Die Zeitschrift Photon bezifferte die Margen für Solarmodule auf den einzelnen Produktionsstufen wie folgt:

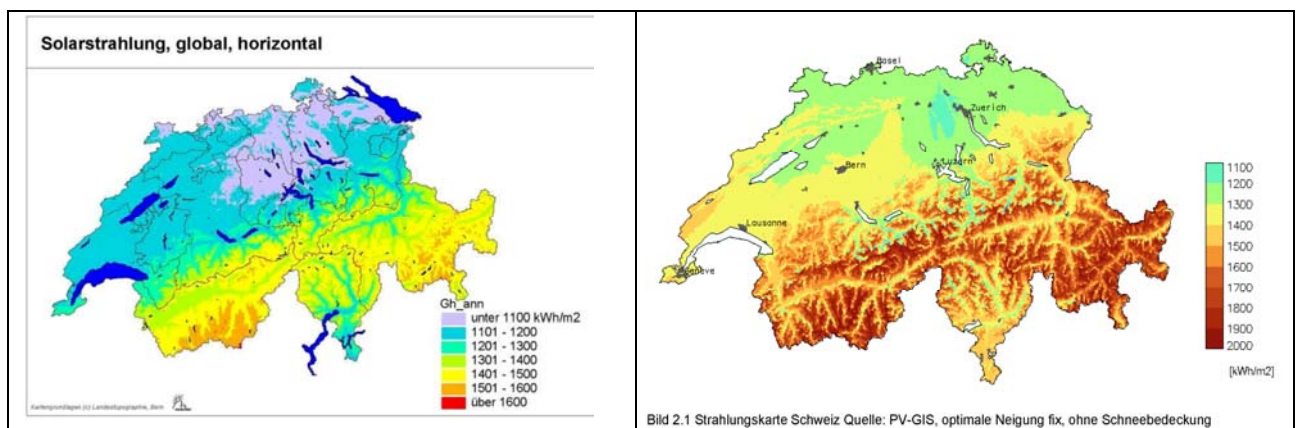
	Produktionskosten in Dollar je Fertigungsstufe	kumuliert	Verkaufspreis in Dollar (2008)	operative Marge in \$	operative Marge in %
Silizium	0.37	0.37	0.66	0.29	44%
Wafer	0.38	0.75	2.05	1.30	63%
Zelle	0.55	1.3	3.28	1.98	60%
Modul	0.62	1.92	4.12	2.20	53%

Figur 121 Modul-Gestehungskosten und Modulpreise im Jahre 2008 (Daten: Photon)⁷⁶

Sinken die Modulpreise, wird die Spitzen-Stromerzeugung mit Photovoltaik in vielen südeuropäischen Ländern wirtschaftlich (Figur 119), denn die Modulpreise machen 60% der Kosten einer Anlage aus.

Lange bevor die bestehenden Atomkraftwerke ersetzt sind, dürfte die Photovoltaik die Wettbewerbsfähigkeit auch in der Schweiz erreichen. Damit eröffnet sich auf bestehenden Dächern oder mit Freiflächenanlagen auf Parkplätzen oder Infrastrukturen (Deponien, Staumauern, künstlichen Stauseen usw.) ein gigantisches Potential zur sauberen, einheimischen Stromerzeugung.

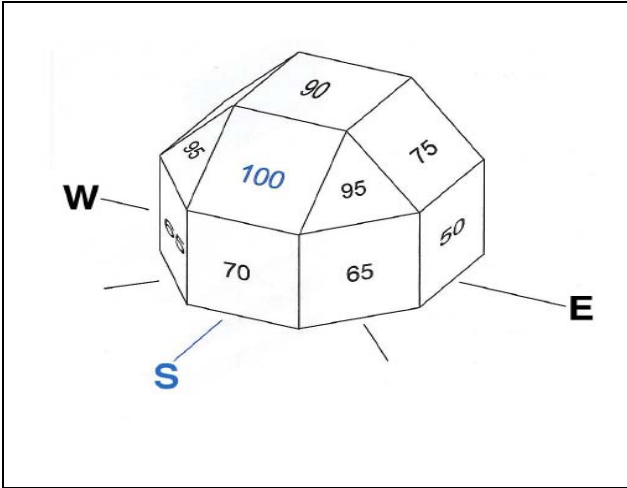
Potentiale und Kosten in der Schweiz



⁷⁴ Shyam Mehta, Greentech Media and Travis Bradford, the Prometheus Institute (Marktreport Januar 2009):

⁷⁵ Bank Sarasin: Solarenergie 2008: Stürmische Zeiten vor dem nächsten Hoch, Basel 2008 Seite 13

⁷⁶ Zitiert in neue energie 02/2009 S. 67



Kategorie	Grössenklasse	Tarife 2008 Fr. / kWp
Freistehend	<10	0.65
	10 bis 30	0.54
	30 bis 100	0.51
	> 300	0.49
angebaut	<10	0.75
	10 bis 30	0.65
	30 bis 100	0.62
	> 300	0.6
integriert	<10	0.9
	10 bis 30	0.74
	30 bis 100	0.67
	> 300	0.62

Anlagentyp	Preis für 100 kWp in Euro	Preis für 1 MWp in Euro
Flachdach aufgeständert	4.5 bis 6.0	4.0 bis 4.5
Schrägdach Auf-Dach	4.0 bis 8.0	3.5 bis 4.0
Schrägdach integriert	6.0 bis 10.0	5.5 bis 6.0
Fassade	6.0 bis 12.0	5.5 bis 10
Freifläche, fix montiert	6.0 bis 6.5	5.5 bis 6.0
Freifläche, einachsig nachgeführt	6.7 bis 7.5	6.2 bis 7.0
Freifläche, zweiachsig nachgeführt	7.0 bis 7.5	6.5 bis 7.0

Richtwerte der Investitionskosten für verschiedene Anlagen, Stand 2008

Figur 122 Einstrahlungswerte auf horizontaler Fläche

Figur 123 Einstrahlungswerte mit optimierter, fixer Neigung

Figur 124 Einstrahlungswerte an Gebäuden mit unterschiedlichem Winkel

Figur 125 solar gedeckte Parkplätze

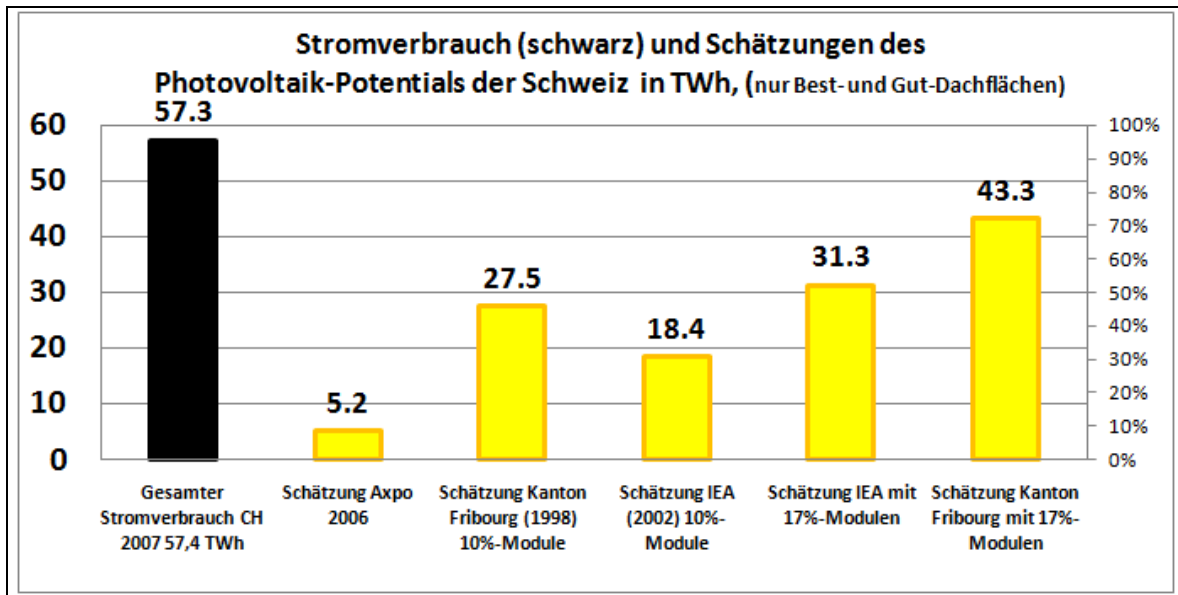
Figur 126 kostendeckende Einspeisevergütung in der Schweiz

Figur 127 typische Investitionskosten 2008

Alle Figuren aus Toggweiler 2008⁷⁷

Deutschland ist inzwischen Weltmeister punkto Photovoltaik pro Kopf. Doch die Schweiz verfügt über eine weit bessere Solareinstrahlung, besonders im westlichen Mittelland, in den Voralpen und speziell auf der Alpensüdseite.

⁷⁷ Peter Toggweiler: Solarstrom mittels PV und CSP, Übersicht zur Technologie und Anwendung, Skript Fachhochschule Nordwestschweiz 2008



Figur 128 Leistungsfähigkeit der Photovoltaik auf bestehenden Dächern und Fassaden

Der Stromkonzern Axpo behauptet, dass nur 9% oder 5,2 TWh des schweizerischen Stromverbrauchs mit Solarzellen auf bestehenden Dächern produziert werden können.⁷⁸ Auf welcher Basis diese Schätzung errechnet wurde, wird nicht erläutert. Die *wissenschaftlichen* Untersuchungen schätzen den Beitrag der Photovoltaik ein Vielfaches höher:

- Die Internationale Energieagentur IEA rechnet mit bis zu 34,6 % des Stromverbrauchs,⁷⁹
- Gutschner & Nowak schätzten die Potentiale auf 48% des Stromverbrauchs.⁸⁰

	Kanton Fribourg TWh	Schweiz TWh Hochgerechnet	Anteil am Verbrauch
solarer Ertrag Bestdächer	1.0	28.2	49%
Ertrag Gut-Dächer	0.5	15.1	26%
Ertrag total	1.5	43.3	75%
Verbrauch total 2007		57.4	

Figur 129 solare Potentiale bei einem mittleren Modulwirkungsgrad von 10%

Beide Studien beschränkten sich auf die Untersuchung möglicher Anlagen auf bestehende Dachflächen und Fassaden und kalkultierten mit einem Modulwirkungsgrad von bloss 10%. Die Technik ist seither stark fortgeschritten. Die gängigen Wirkungsgrade von kristallinen Zellen liegen bei 12-21 %, bei Dünnschichtzellen bei 8-12%. Im Mittel rechnet man mit einer Steigerung der Wirkungsgrade von ca. 1% pro Jahr, wobei bereits heute Zellen mit über 20% Wirkungsgrad auf dem Markt erhältlich sind. Selbst Dünnschichtzellen werden in den nächsten Jahren 20% überschreiten, erklären Schweizer Solarforscher in Deutschland.⁸¹ Rechnen wir die Erträge von 10 % auf 17 % Modulwirkungsgrad hoch, so entstehen folgende PV-Potentiale auf bestehenden Dachflächen:

5. Nach der Methodik der Internationalen Energieagentur: 55% des Stromverbrauchs
6. Nach der Methodik von Gutschner & Nowak: 76% des Stromverbrauchs

⁷⁸ Axpo: „Strom für heute und morgen, Stromperspektiven 2020, S. 59

⁷⁹ IEA (Internationale Energieagentur), Potential for Building Integrated Photovoltaics, IEA Report PVPS T7-4, Paris 2002 Seite 8

⁸⁰ Die Schätzung beruht auf einer Studie für den Kanton Fribourg: Marcel Gutschner, Stefan Nowak : Potentiel Photovoltaïque dans le Canton de Fribourg, Novembre 1998

⁸¹ Sascha Rentzing: Die Sonnenkönigin, Neue Energie 01/2008 S.98

Modulwirkungsgrad 17%	Kanton Fribourg TWh	Schweiz TWh	Anteil am Verbrauch
solarer Ertrag Bestdächer	1.0	28.2	49%
Ertrag Gut-Dächer	0.5	15.1	26%
Ertrag total	1.5	43.3	75%
Verbrauch total 2007		57.4	

Figur 130 Solare Potentiale basierend auf einem mittleren Modulwirkungsgrad von 17%

Eine Vollversorgung der Schweiz mit Strom aus Photovoltaik und Wasserkraft ist von den Potentialen her deshalb plausibel. Dies gilt auch bei steigendem Stromverbrauch. Es ist zudem nicht zwingend, dass PV-Anlagen nur auf Dächern und Fassaden platziert werden. Es gibt Infrastrukturanlagen und Freiflächen, die sich für Solarzellen eignen: Lärmschutzwände, Strassenränder, Deponien, Staumauern, Pontons auf Stauseen oder ökologisch gestaltete Solarparks, wie sie in Deutschland und Spanien Verbreitung finden. Zudem kann auch ausländische Solarenergie aus europäischen Halbwüsten zugekauft werden, so wie die Industriellen Werke Basel dies bereits beschlossen haben.

Die tatsächliche Nutzung hängt auch bei dieser Technologie nicht von den technischen Möglichkeiten ab, sondern von den politischen Rahmenbedingungen (Einspeisevergütungen, Bewilligungsverfahren).

Die Kosten eines solchen Ausbaus hängen wegen der dynamischen Absenkung der Einspeisevergütungen stark vom **Zeitpunkt** der Investitionen ab. Atom- und Solartechnik stehen in einem direkten Konkurrenzverhältnis. Je mehr Geld in neue Atomkraftwerke fliesst, desto weniger Geld bleibt für die Solarindustrie und das Gewerbe übrig, um in dezentrale Solaranlagen zu investieren. Andererseits sollte man die Stromkonsumenten auch nicht überfordern. Deshalb sollte man für die Einspeisevergütungen einen Korridor nach unten festlegen, der sich an den Zubauzahlen orientiert: Bei starkem Wachstum werden die Einspeisevergütungen stark gesenkt, bei Stagnation des Umsatzes wird die Absenkung gebremst (scala mobile).

Kommerziell wäre es interessant, auf vertraglicher Basis Areale zu nutzen, welche an erhöhten Südlagen höhere Erträge als im Mittelland (Beispiel „Mont Soleil“).

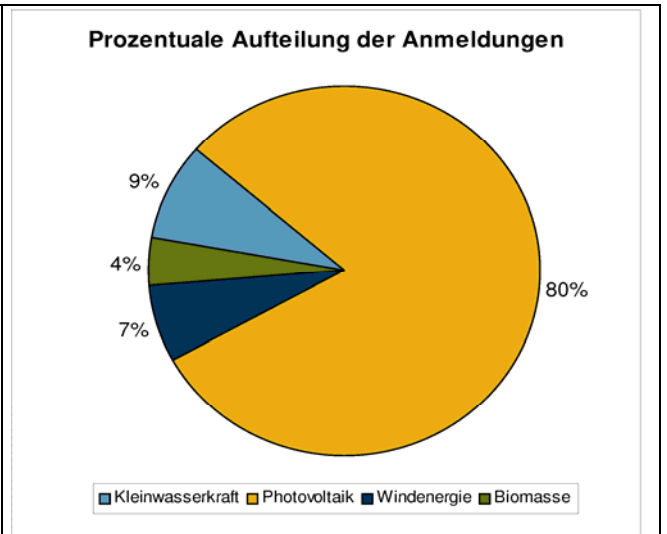
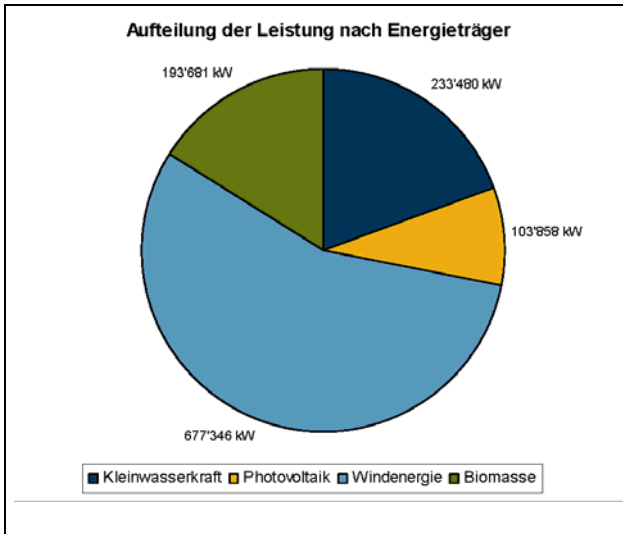
Rechnet man pro Gemeinde maximal 1 ha Freifläche (100x100 Meter, entsprechend knapp 1,5 Fussballfelder), dann müssten rund 27,4 km² oder 0,07 Prozent der Landesfläche als „Dachergänzungsfläche“ zonenrechtlich ausgeschieden werden. Damit stünde ein Stromerzeugungspotential von 4,7 TWh zur Verfügung.

	Anzahl Gemeinden	Fläche ha	Fläche bei 1 ha pro Gemeinde km ²	Anteil an Kantonsfläche in Prozent	Stromerzeugungspotential
Schweiz	2740	4128447	27.4	0.07%	4.7

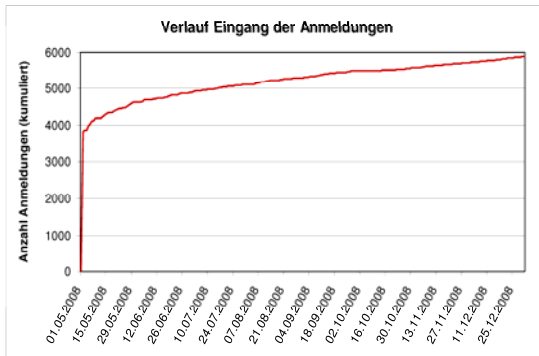
Figur 131 Solare Nutzfläche, wenn jede Gemeinde 1 ha (=1,5 Fussballfelder) als Solarzone auszont

Eine gewisse Flexibilität punkto Freiflächen empfiehlt sich auch, weil ein Teil der besten Dachflächen für die solare Wärmezeugung beansprucht wird. Sonnenkollektoren sind wegen des höheren Wirkungsgrades (~50%) weniger flächenintensiv als Solarzellen, müssen aber in der Nähe des Wärmeverbrauchs betrieben werden. Sie geniessen damit auf Wohnbauten Priorität. Photovoltaik wird man vorrangig auf Landwirtschafts- und Gewerbegebäuden und ergänzend zu Sonnenkollektoren auf Wohnbauten errichten.

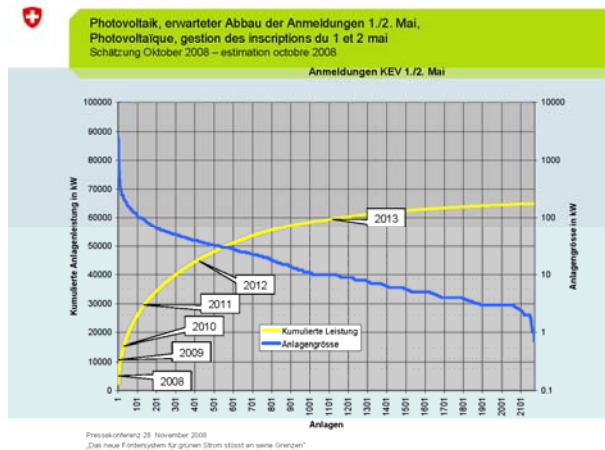
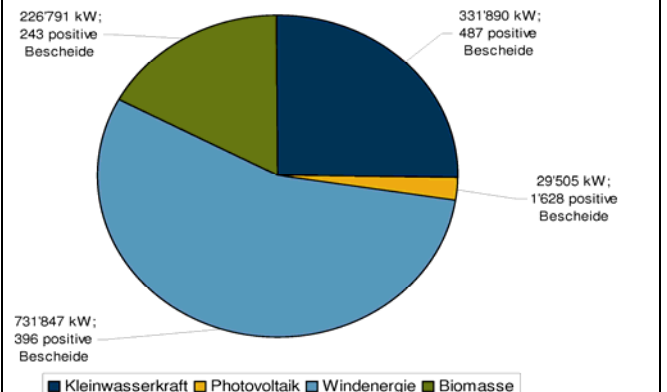
Gesetzliches Stop and Go verhindert Massenherstellung und Kostensenkungen



Anmeldungen zur KEV seit dem Start am 1. Mai 2008



Verteilung positiver Bescheide nach Leistung



Research & Development	ETH Eidgenössische Technische Hochschule Zürich Swiss Federal Institute of Technology Zürich	EPFL ÉCOLE POLYTECHNIQUE FÉDÉRALE DE LAUSANNE	unine Université de Neuchâtel	Universität St. Gallen
Equipment	MEYER BURGER TECHNOLOGY GROUP	3S Swiss Solar Systems	ceritikon solar	
Solar products	SOLARONIX "The way we think"	flexcell SOLARTECHNIK	megasoj SOLARTECHNIK	
Mounting systems / BOS	TRITEC	Sollterra	SolarMax Innovative Solar Mounting Technology	
Solar developers	CONERGY	EDISON POWER	3S Swiss Solar Systems	SunTechnics be a part of it.
Finance	Good Energies	sam	emerald	Index Ventures, new energies invest, Solar Industries

Figur 132 Zur KEV angemeldete Solar-Leistung: 103 MW (Stand Ende Januar 2009)

Figur 133 Zur KEV eingegangene Anmeldungen nach Technologie

Figur 134 Verlauf der Anmeldungen Mai2008-Januar 2009

Figur 135 zur KEV Zugelassene Leistung nach Technologie

Figur 136 Zeitdauer bis die nächsten 2000 Anmeldungen vergütet werden können

Figur 137 in der Photovoltaik aktive Schweizer Unternehmen

In der Schweiz ist das Interesse an der Photovoltaik gigantisch. 103 MW wurden seit vom 1. Mai 2008 bis zum Januar 2009 angemeldet (Figur 132). 80 Prozent der knapp 6000 neu zur kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) angemeldeten Anlagen waren Solaranlagen (Figur 133).

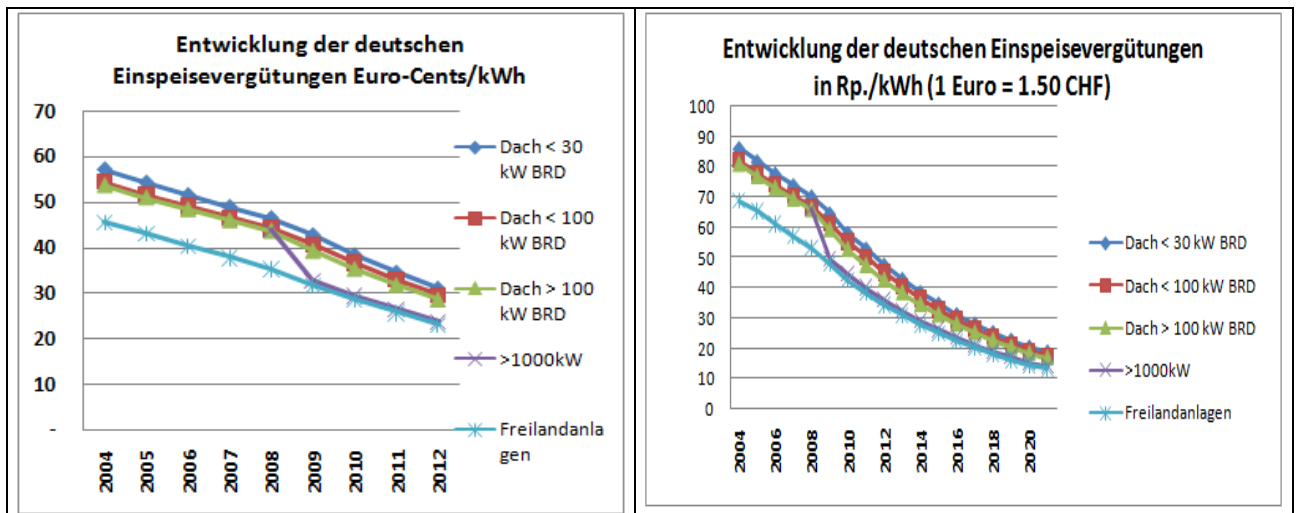
1628 Anlagen mit nur 29,5 MW wurden bewilligt (Figur 135) – zumeist Anlagen, die schon vor dem 1. Mai 2008 erstellt worden waren. Trotz Vergütungsstopp reißt die Zahl der Anmeldungen nicht ab. Die Warteliste wird immer länger (Figur 134), doch müssten die Betroffenen nach geltender Gesetzgebung bis zum Jahr 2013 warten, bis sie eine Vergütung gezahlt würde. Anfang Februar 2009 musste das Bundesamt für Energie bekannt geben, dass sämtliche Geldmittel – auch für Wasserkraft, Geothermie, Windenergie und Biomasse aufgebraucht waren.

Somit bestehen selbst nach durchgestandener Wartezeit wenig Chancen, mit der geltenden Gesetzgebung eine Vergütung zu erhalten – es braucht dringend eine Erhöhung der Mittel.

Diese Politik des Stop and Go ist völlig ungeeignet, um eine neue Technologie mit einem Milliardenpotential an Umsatz voran zu bringen.

Die Schweiz verfügt über eine äusserst ausgereifte Solarindustrie mit Akteuren in allen Bereichen (Figur 137), die ihre Produkte mangels Inlandmarkt fast ausschliesslich exportieren müssen.. Die Schweiz war einst Weltmeister punkto Photovoltaik pro Kopf und liegt heute bestenfalls noch im hinteren Mittelfeld.

Absehbare Preisentwicklung



Figur 138 Einspeisevergütungen in Deutschland in Eurocents (Annahme Degression 10%)⁸²

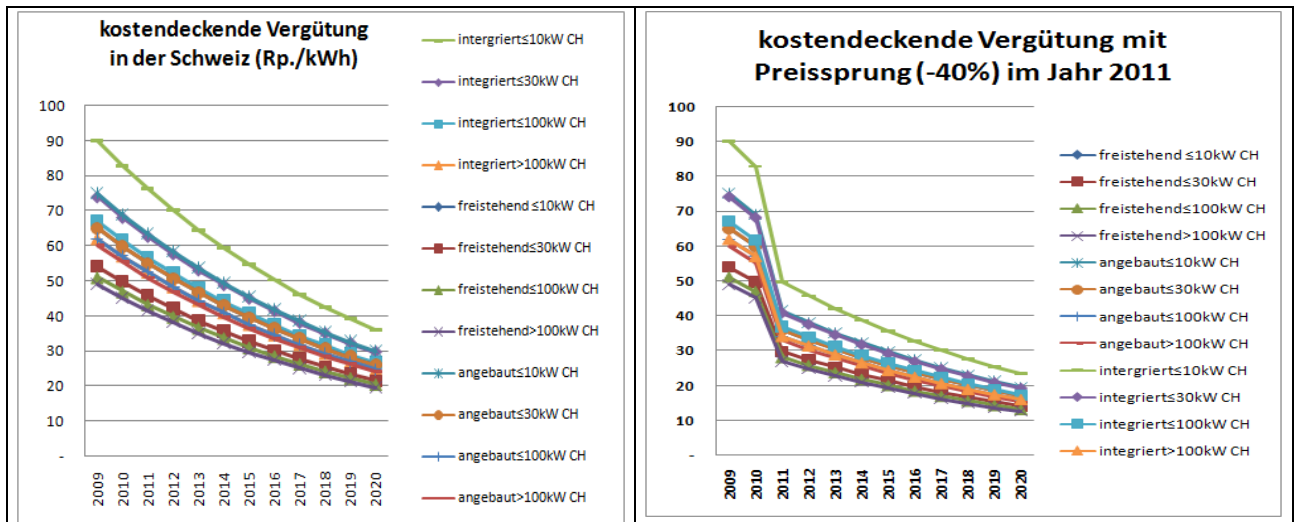
Figur 139 Einspeisevergütungen in Deutschland in CHF

Trotz weltweit starkem Wachstum ist die Photovoltaik noch immer vergleichsweise teuer. In Deutschland und der Schweiz gelten im Jahre 2009 folgende Einspeisevergütungen:

Einspeisevergütungen 2009 1 Euro = 1.50 CHF	BRD Eurocents	BRD Rp./kWh	Schweiz Rp./kWh
Dach < 30 kW BRD	43.01	64.52	65-75
Dach < 100 kW BRD	40.91	61.37	62
Dach > 100 kW BRD	39.58	59.37	60
Dach > 1000 kW BRD	33.00	49.50	60
Freilandanlagen	31.94	47.91	49-65

Figur 140 aktuelle Einspeisevergütungen Photovoltaik in Deutschland

⁸² In Deutschland hängt die Degression der Vergütung vom jährlichen Ausbau ab. Bei starkem Ausbau (2009: >1500 MW/a) wird die Degression um 1 Prozentpunkt erhöht.



Figur 141

In Deutschland ist seit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) eine beschleunigte Absenkung der Einspeisevergütungen verankert. Statt wie seit 2004 um 5 bis 6,5% pro Jahr werden die Vergütungen ab 2009 um durchschnittlich 9 bis 10% nominal pro Jahr sinken, was real (unter Einrechnung der Teuerung) einer Kostensenkung von 11-12% pro Jahr entspricht. In der Schweiz ist bisher eine jährliche Absenkung von 8% pro Jahr vorgesehen.

Es ist sehr gut denkbar, dass die Vergütungen in der Schweiz rascher nach unten angepasst werden, wenn der Markt sich schneller entwickelt nach unten als erwartet. Auch in Deutschland ist ja genau dies eingetroffen.

Nehmen wir an, dass die vielfach angekündigte Solarzellenflut im 2009/2010 zu einer Absenkung der Vergütung um 40% (statt 8%) bis im Jahre 2011 führt, dann zeichnen sich bereits ab 2011 für aufgeständerte Anlagen Preise zwischen 27 und 40 Rp./kWh ab. Eine solche Entwicklung könnte die Mehrheitsverhältnisse im Parlament verändern und die Schweiz zu einem Mekka für Solar-Investitionen machen, nicht zuletzt dank den guten Lagen vom Wallis bis Graubünden.

Geothermie

Die Geothermie spielt in der Stromerzeugung der Schweiz noch keine gewichtige Rolle, in der Wärmegewinnung hingegen schon. Obschon sie eine der grössten einheimischen Energiequellen sein könnte, wird für die Stromerzeugung wenig getan. Konkrete Projekte in Zürich und St. Gallen gehen Richtung Wärmenutzung. Das Basler Projekt für eine geothermische Stromerzeugung musste wegen starken Erdstössen bei der Klüftung sistiert werden. Ob ein solches Projekt weitergeführt und zur Strom- oder Wärmenutzung beitragen wird, ist offen.

„Zürich plant Probebohrung für Geothermie

Zürich. – Die Stadt Zürich will Geothermie nutzen und plant beim Triemlispital eine Probebohrung. Das Stadtspital Triemli wird vom Stadtrat gerne als Leuchtturm bezeichnet...So sollen es künftig Wärmepumpen, eine Holzschnitzelheizung und die Tiefen-Geothermie mit Energie versorgen...Der Stadtrat will deshalb beim Triemli eine so genannte Horch-Bohrung durchführen...: Er möchte ein 3000 Meter tiefes Loch bohren und probeweise Wasser hochpumpen. Um Energie zu gewinnen, würde später dem Wasser die Wärme entzogen. Damit könnte die Stadt nicht nur das Spital, sondern auch das Schulhaus Döltschi und die Liegenschaften der Baugenossenschaft Sonnengarten heizen. «Wir könnten in der ganzen Stadt bis zu hundert solcher Wärmeverbunde bilden. Geothermie ist die Technologie, mit der wir in 50 Jahren die Stadt heizen», sagte Robert Neukomm (SP), Vorsteher des Gesundheits- und Umweltdepartements.⁸³

Wegen der hohen Kosten wären die grossen Stromkonzerne sehr prädestiniert für Investitionen in die Geothermie. Bei Axpo, Alpiq und BKW scheint das Nicht-Engagement strategischen Charakter zu haben: Sie meiden alle Technologien, die Atomkraftwerke überflüssig machen könnten und expandieren lieber in Nischenmärkten, wo keine grosse Expansion möglich ist: Kompogas und (bestehende) Wasserkraft.

Da geothermische Projekte lange Bauzeiten und grosse Projektrisiken aufweisen, ist eine rasche Marktexpansion nicht zu erwarten. Dies scheint selbst in Deutschland so, wo die Entwicklung weiter ist (Jahresproduktion 2007 4 GWh) und wo bis 2020 eine Stromerzeugung von 3800 GWh erwartet wird. Tatsache ist, dass inzwischen eine Reihe von Anlagen den Funktionsnachweis erbracht haben.

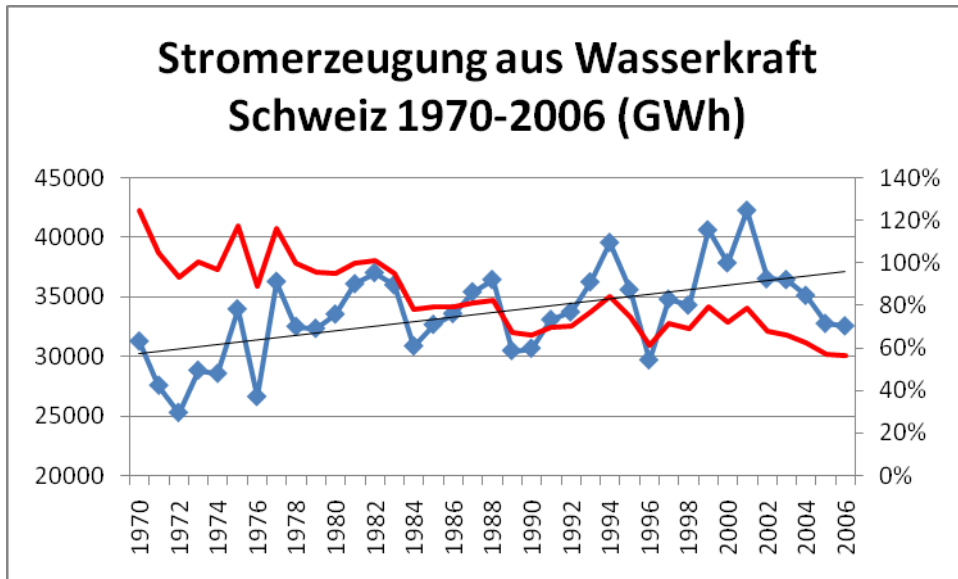
Eine Expansion in der Schweiz ist erst zu erwarten, wenn die geplanten neuen Atomkraftwerke in einer Volksabstimmung Schiffbruch erleiden.

Geothermie	Leistung Wärme MW	Leistung Strom MW	Jahreserzeugung Strom (GWh)
Stand 2020	25	4.25	34
Horizont 2030	1500	300	2000

Figur 142 geschätztes nutzbares Strompotential aus Geothermie

⁸³ Tages-Anzeiger 1.Februar 2008, Seite 13 (Original-Text gekürzt)

Wasserkraft



Figur 143 Stromerzeugung aus Wasserkraft und Anteil der Wasserkraft am Endverbrauch

Die Wasserkraft gehört zu den wichtigsten Energieressourcen der Schweiz. Sie in der Schweiz hat in den letzten Jahrzehnten stetig leicht zugelegt (Trendlinie schwarz). Ihr Anteil am schweizerischen Stromverbrauch ist aber von über 100 Prozent auf unter 60 % abgesunken, weil der Verbrauch schneller wuchs als der Zubau neuer Anlagen.

Das Bundesamt für Energie hat verschiedene Studien veranlasst, welche die zusätzlich mögliche Stromerzeugung aus Wasserkraft auf 2000-7000 GWh beziffern (erhöhte Restwassermengen eingerechnet).⁸⁴ Zieht man davon die durch neue Restwasser-Bestimmungen entstehenden Verluste ab, so ergibt sich eine Produktionssteigerung um rund 2000-3000 GWh.

Wasserkraft	Leistung Strom MW	Ausbaupotential netto (GWh)
Bestehend	ca. 800	2000-3000

Pumpspeicherung kombiniert mit europäischer Windenergie

Wegen der dynamischen Entwicklung der Windenergie in Europa wäre für die Schweiz die Option zu prüfen, einheimische Pumpspeicher auszubauen und mit ausländischer Windenergie zu bewirtschaften. Bei einer solchen Strategie gibt es verschiedene Optionen:

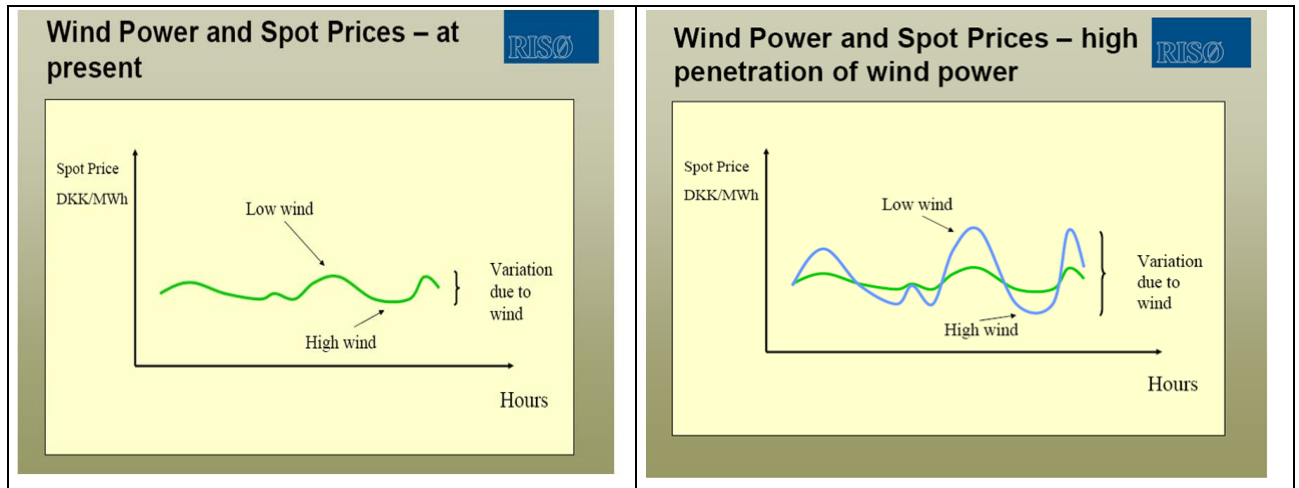
- Schaffung zusätzlicher Turbinenleistung in bestehenden Speicherkraftwerken;
- Schaffung von neuen unterliegenden Auffangbecken zur baulichen Ausregulierung von Schwall und Sunk, die auch für Pumpleistung genutzt werden können.⁸⁵
- Ermöglichung neuer Pumpsanlagen und neuer Staubecken in Ergänzung zu bestehenden Stauseen.

Neue Auffangbecken, die gleichzeitig der Regulierung von Schwall und Sunk wie der Pumpspeicherung dienen, müssen nicht sehr gross sein. Oft genügen ca. 1-2% des Fassungsvermögens von oberliegenden Stauseen, um im Tagesgeschäft mit Windenergie teilzunehmen. Kleine Ausgleichsbecken lassen sich in der Landschaft relativ diskret versorgen und dienen nebenbei dem Schutz von Fauna und Flora.

⁸⁴ Bundesamt für Energie: Ausbaupotential der Wasserkraft, Bern November 2004

⁸⁵ Unter Regulierung von Schwall und Sunk versteht man die Verhinderung von künstlichen „Tsunamis“ zu Beginn oder am Ende der Entleerung von Stauseen

Die Regulierung von Tag-Nacht-Spitzen und die Speicherung von Windenergie verläuft in kurzen Zyklen von wenigen Stunden. Selbst kleine Zwischenbecken ermöglichen grossen Gewinn an Flexibilität; sie sind viel kleiner als die früher geplanten Projekte zur saisonalen Strombewirtschaftung (Grimsel West, Val Madris), die grossen Widerstand weckten.



Figur 144 die Volatilität der Marktpreise steigt mit zunehmendem Windanteil an

Quelle: P.E. Morthorst, EWEC 2007⁸⁶

Die Margen für Spitzenenergie sind wegen dem steigenden Anteil der Windenergie und der damit verbundenen Volatilität im Steigen begriffen. Beim europäischen Umstieg auf Windenergie (und Solarenergie) müssten grössere Mengen als bisher während wind- und solarstarken Zeiten in Wasserspeichern reserviert werden, die dann bei Windstille mit hohen Margen veräussert werden könnten.

Für die Schweiz wäre diese Strategie finanziell besonders reizvoll:

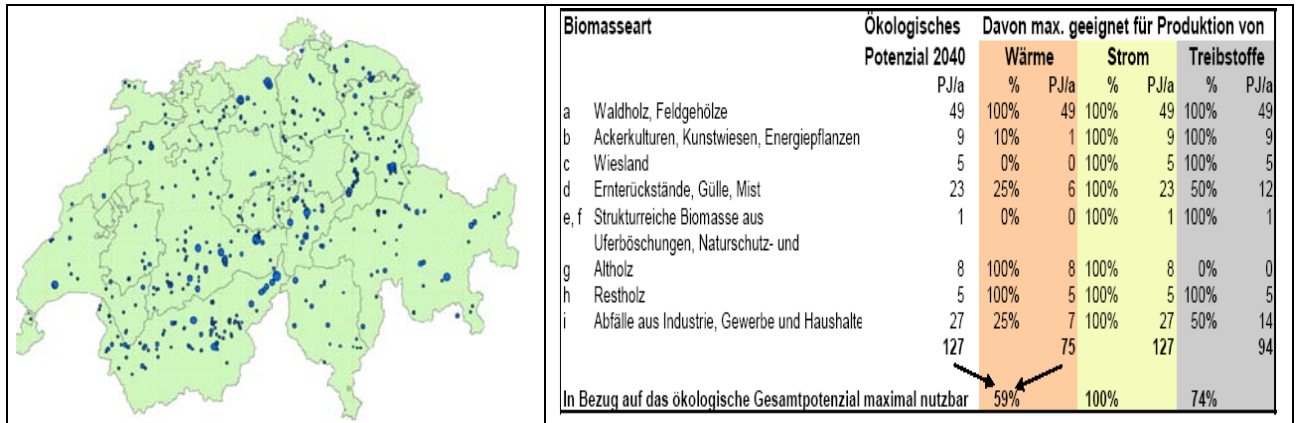
- Die Zukäufe im Ausland erfolgten in den windhöffigen Perioden erfolgen, wenn die Strompreise tief notieren.
- Die Verkäufe ans Ausland erfolgen zu Spitzenzeiten.
- Die Versorgungssicherheit verbessert sich dank dem Zugriff auf erneuerbare Windenergie, die im europäischen Verbund regelmässige, im voraus genau berechenbare Erträge liefert.
- Die Diversifikation der Stromerzeugung würde zunehmen unter gleichzeitiger Verbesserung der Speicherfähigkeit als vorsorgliche Massnahme gegen Stromknappheit.

Der Ausbau der Leistung von Wasserkraftwerken steht mit der Sanierung der **Fliessgewässer** und der Umsetzung gesetzlich garantierter Restwassermengen nicht grundlegend in Konflikt, denn die bauliche Regulierung von Schwall und Sunk für eine naturnahe Nutzung bestehender Wasserkraftwerke macht den Bau unterliegender Ausgleichsbecken so oder so erforderlich und könnte von der Aussicht auf gewisse finanzielle Erträge aus dem Pumpspeichergeschäft profitieren.

Eine Verlagerung der Wasserkraftnutzung auf die rentablere Bewirtschaftung bestehender Stromspeicher mit Windenergie hätte den Vorteil, dass Fliessgewässer saniert und Restwassermengen effektiver als bisher eingehalten werden könnten. Voraussetzung für ein solches „best-case“-Szenario ist allerdings, dass die Behörden die gewässerschutzrechtlichen Auflagen mit Nachdruck verfolgen.

⁸⁶ source: P.E. Morthorst: Market Impacts of Wind Power Integration, proceedings EWEC 2007

6.1. Strom aus Biomasse



Figur 145 die anmeldungen für Einspeisevergütungen aus Biomasse sind breit über die ganze Schweiz verteilt.

Figur 146 einheimische Primärenergien aus Biomasse (BFE 2004)

Für Biomasse und Kehrriecht liegen detaillierte Potentialstudien für die Schweiz vor. Im Bericht „Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz“ des Bundesamtes für Energie (BFE) heisst es: „Unter dem neuen Stromversorgungsgesetz (siehe Vernehmlassung) soll der Anteil der neuen erneuerbaren Energien bis 2035 auf 10% des gesamten Elektrizitätsverbrauchs, d.h. ca. 5.6 TWh oder rund 20 PJ gesteigert werden. Bei dem geschätzten Nutzungspotenzial von 20 PJ könnten somit 100% dieses Zielwerts durch die Erzeugung von Strom aus Biogas- und Holzvergasungsanlagen erbracht werden.“⁸⁷

Die Stromerzeugung aus Biomasse kann schon kurzfristig eine weitere Steigerung erfahren, wenn die Mittel für die kostendeckende Vergütung aufgestockt werden. Sie kann – gemessen am Verbrauch von 2007 – rund 10% des schweizerischen Strom-Bedarfs⁸⁸ beisteuern. Damit bleiben noch immer sechs Siebtel der Biomasse der Wärme-Erzeugung oder der Treibstoffgewinnung (zB. aus Biogas) vorbehalten.

⁸⁷ „Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz“, Dezember 2004 S. 205, Hrsg. Bundesamt für Energie

⁸⁸ Im BFE-Bericht „Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz“ (Dezember 2004) wird zur Biogas- und Holzverstromung festgehalten⁸⁸:

„Unter dem neuen Stromversorgungsgesetz (siehe Vernehmlassung) soll der Anteil der neuen erneuerbaren Energien bis 2035 auf 10% des gesamten Elektrizitätsverbrauchs, d.h. ca. 5.6 TWh oder rund 20 PJ gesteigert werden. Bei dem geschätzten Nutzungspotenzial von 20 PJ könnten somit 100% dieses Zielwerts durch die Erzeugung von Strom aus Biogas- und Holzvergasungsanlagen erbracht werden.“ (BFE-Bericht „Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz“, Dezember 2004 S. 205)

11. Anhang

Literatur

- Axpo: „Strom für heute und morgen“, Stromperspektiven 2020, S. 59
- Bank Sarasin: Solarenergie 2008: Stürmische Zeiten vor dem nächsten Hoch, Basel 2008
- BEE (Bundesverband Erneuerbare Energien): Stromversorgung 2020, Wege in eine moderne Energiewirtschaft, Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche, Berlin 2009
- Bode, Sven: On the impact of renewable energy support schemes on power prices, HWWI Research Paper 4-7, Hamburg 2006
- Buchsbaum, Lee: New Coal Economics, EnergyBiz Insider, December 24, 2008, <http://www.michigangreen.org/article445.html>
- Bundesamt für Energie: Ausbaupotential der Wasserkraft, Bern November 2004
- Bundesamt für Energie: Elektrizitätsstatistik 2008
- Bundesamt für Energie: Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz, Dezember 2004, Hrsg. Bundesamt für Energie
- Bundesamt für Energie: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien Ausgabe 2007
- Bundesamt für Energie: Schweizerische Gesamtenergiestatistik
- Bundesamt für Energie: Das neue Fördersystem stösst an Grenzen (Medienpräsentation Michael Kaufmann, Vizedirektor BFE und Programmleiter EnergieSchweiz vom 8. November 2008)
- Bundesamt für Energie/Paul Scherrer Institut: Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, Hrsg. Bundesamt für Energie, Februar 2005
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erneuerbare Energien in Zahlen 2008
- European Commission Joint research Centre/ Arnulf Jäger-Waldau: PV STATUS REPORT 2008
- EWEA: Europe's Energy Crisis - The No Fuel Solution. EWEA Briefing 2006
- Gutschner, Marcel und Stefan Nowak : Potentiel Photovoltaïque dans le Canton de Fribourg, Novembre 1998
- Guzzella, Lino: Einige Gedanken zum Individualverkehr der Zukunft, Vortrag vom 8.1.2008 bei der SATW, Schweiz. Akademie der Technischen Wissenschaften
- Hantsch, Stefan und Stefan Moidl: Das realisierbare Windkraftpotenzial in Österreich bis 2020 St.Pölten, Juli 2007
http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2009-01_Wind_Power_Report.pdf
- IAEA/PRIS: <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>
- IEA (Internationale Energieagentur): Potential for Building Integrated Photovoltaics, IEA Report PVPS T7-4, Paris 2002
- Internationale Energieagentur (IEA): World Energy Outlook, various editions
- Jäger-Waldau, Arnulf: PV Status Report 2008, Research, Solar Cell Production and Market Implementation of Photovoltaics, September 2008, European Commission, DG Joint Research Centre
- Luhmann, Hans-Jochen: Wie aus einer ursprünglich eng angepassten Kappe (cap) ein Schlapphut gemacht wurde. Wuppertal Bulletin 1/2008
- Michaelowa, Axel, Pallav Purohit: Additionality determination of Indian CDM projects, Can Indian CDM project developers outwit the CDM Executive Board? University of Zurich 2007 (Draft report)
- Morthorst, P.E.: Market Impacts of Wind Power Integration, proceedings EWEC 2007
- Nipkow, Jürg und Conrad U. Brunner: Energie effizient nutzen, Perspektiven des Elektrizitätsverbrauchs, Bulletin SEV/VSE 9/05
- Prognos AG: Bericht: 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, Bern 2002
- Prognos AG: Bericht: 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, Bern 2002
- Prognos: Energieperspektiven Band 1-5, Hrsg. Bundesamt für Energie, Bern 2006
- Renewable Energy Policy Network REN21: RENEWABLES 2007 GLOBAL STATUS REPORT
- Rentzing, Sascha: Die Sonnenkönigin, Neue Energie 01/2008
- Rudolf Rechsteiner/Energy Watch Group: Wind power in context – a clean revolution in the energy sector, Berlin 2009
<http://www.energywatchgroup.org/Wind-Power.54+M5d637b1e38d.0.html>

Rudolf Rechsteiner: Bern erneuerbar! http://www.rechsteiner-basel.ch/uploads/media/Bern_erneuerbar_01.pdf

Schaefer, Oliver/ European Renewable Energy Council: Der europäischen Herausforderung begegnen! http://www.jahreskonferenz.de/fileadmin/ee08/vortraege/ee08_schaefer.pdf

Schindler, Richard: Landschaft verstehen, Freiburg 2005

Sensfuss, Frank und Mario Ragwitz: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel -Analyse für das Jahr 2006 - Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU),

Shyam Mehta, Greentech Media and Travis Bradford, the Prometheus Institute: Market report, Januar 2009

Toggweiler, Peter: Solarstrom mittels PV und CSP Übersicht zur Technologie und Anwendung, FHNW 2008

WEF: Green Investing, Towards a Clean Energy Infrastructure, World Economic Forum January 2009

Windpower Monthly Magazine

Kernelemente der neuen EU-Richtlinie zum Emissionshandel (EU ETS-Richtlinie)

A: EU-weites Cap (Begrenzung der Gesamtmenge) und Minderungspfad

Bei einem EU-20%-Klimaziel für 2020 wird es ab 2013 in der EU nur noch ein einheitliches Emissionsbudget für große Anlagen der Industrie und der Energiewirtschaft geben (EU-Cap). Dieses Emissionsbudget wird ab 2010 jährlich um 1,74% reduziert. Für 2020 ergibt sich daraus eine Minderung des Emissionshandels-Bereichs gegenüber den Emissionen 2005 von 21 %.

B: Auktionierung im Strombereich

- **Grundsätzlich 100% Auktionierung** für Stromproduktion (Bestands- und Neuanlagen)
- **Begrenzte Ausnahmen von der Vollauktionierung nur für einzelne, neue Mitgliedstaaten**, die entweder veraltete Kraftwerke haben oder nicht bzw. nicht nennenswert mit den europäischen Stromnetzen verbunden sind
 - „phase-in“ Strom nur für **Bestandsanlagen**
 - Steigender Auktionsanteil: 30 bis 100 % im Zeitraum 2013 bis 2020
- Mitgliedstaaten müssen die kostenlosen Zuteilungen aus ihren eigenen Auktionsbudgets bestreiten
- Die Mitgliedstaaten können aus den nationalen Versteigerungserlösen die Modernisierung des europäischen Kraftwerksparks von 2013 bis 2016 durch **Zuschüsse für Investitionen in neue hocheffiziente Kraftwerke** bis maximal 15% der gesamten Investitionsausgaben fördern; Voraussetzung: technische Vorbereitung für CO₂-Abscheidung („CCS-Readiness“).

C: Zuteilung für Industrie

- Anlagen der Industrie erhalten einen **abnehmenden Anteil ihrer Emissionszertifikate kostenlos**. Der Auktionsanteil steigt im Zeitraum 2013 bis 2020 von 20 % auf 70 %. Die Vollauktionierung in der Industrie soll spätestens 2025 erreicht sein.
- Kostenlose Zuteilung auf der Basis von **EU-einheitlichen „Top ten“-Benchmarks** (Für die Festlegung der Benchmarks werden jeweils die effizientesten 10 % der Anlagen einer Branche in der EU betrachtet).
- Ausnahmen bei direkt von „Carbon leakage“ betroffenen Sektoren
- Industriebranchen mit dem Risiko von "carbon leakage" (nachweisliche Gefährdung, durch den Emissionshandel zu Produktionsverlagerungen nach außerhalb der EU gezwungen zu sein) erhalten die benchmark-Zuteilung vollständig kostenlos (ohne Auktionsanteil).
 - „carbon-leakage“-Kriterien sind die zusätzlichen Kohlenstoffkosten (mindestens 5 % pro Euro Bruttowertschöpfung) und Handelsintensität (über 10 %). Wenn eines der beiden Kriterien mehr als 30 % beträgt, wird „carbon-leakage“-Risiko immer angenommen.

- Die Liste der betroffenen Branchen wird bis zum 31. Dezember 2009 festgelegt und kann bei Veränderungen jährlich ergänzt werden.
- Grundsätzliche Revision der Ausnahmen nach Abschluss des internationalen Klimaschutz-Abkommens
- Indirekt von "carbon leakage" betroffene Sektoren
Möglichkeit für die Mitgliedstaaten, den nachweislich durch den Emissionshandel verursachten Strompreisanstieg auszugleichen. Grundlage muss ein produktbezogener Strom-Benchmark und die CO₂-Emissionen für einen EU-durchschnittlichen Strommix sein.

D: Umverteilung (Solidarität)

Die zur Auktionierung vorgesehenen Zertifikate werden nach folgendem Schlüssel an die Mitgliedstaaten verteilt:

- 88 % nach den Emissionsanteilen der Mitgliedstaaten im Jahre 2005
- 10 % entsprechend dem Umverteilungsvorschlag der Kommission im Richtlinienentwurf vom 23. Januar 2008 (Annex 2)
- 2% bei 20 % Treibhausgas-Minderung zwischen 1990 bis 2005 (neue Mitgliedstaaten)

E: Nutzung von Projektgutschriften (JI/CDM)

Zusätzlich zu dem Vorschlag der EU-Kommission (Nutzung der nicht verbrauchten Kontingente für den Zeitraum 2008 bis 2012) sind weitere Nutzungskontingente festgelegt: Für Neuanlagen, neue Sektoren, Flugverkehr und Anlagen, die entweder im Zeitraum 2008 bis 2012 sehr geringe Kontingente hatten oder ab 2013 eine sehr hohe Unterausstattung aufweisen (insbesondere Kraftwerke)

F: Zweckbindung

Politische Erklärung der Mitgliedstaaten, mindestens die Hälfte der Auktionseinnahmen für Klimaschutzmaßnahmen zu verwenden.

G: CCS-Finanzierung für Pilotanlagen

Gesamtumfang: 300 Mio. Emissionszertifikate (EUA) aus der Neuanlagenreserve, pro Vorhaben maximal 15% der Gesamtzahl der insgesamt für CCS-Pilotanlagen verfügbaren Zertifikatsmenge. Förderung ist bis zum 31. Dezember 2015 begrenzt.

Quelle: Pressestelle des BMU

Gesetzliche Bestimmungen betreffend Einspeisevergütungen für Photovoltaik

Art. 7a Anschlussbedingungen für Elektrizität aus erneuerbaren Energien, wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen

1. Netzbetreiber sind verpflichtet, in ihrem Netzgebiet die gesamte Elektrizität, die aus Neuanlagen durch die Nutzung von Sonnenenergie, Geothermie, Windenergie, Wasserkraft bis zu 10 MW, sowie Biomasse und Abfällen aus Biomasse gewonnen wird, in einer für das Netz geeigneten Form abzunehmen und zu vergüten, sofern diese Neuanlagen sich am betreffenden Standort eignen. Als Neuanlagen gelten Anlagen, die nach dem 1. Januar 2006 in Betrieb genommen, erheblich erweitert oder erneuert werden.

2. Die Vergütung richtet sich nach den im Erstellungsjahr geltenden Gestehungskosten von Referenzanlagen, die der jeweils effizientesten Technologie entsprechen. Die langfristige Wirtschaftlichkeit der Technologie ist Voraussetzung.

Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere die:

- a. Gestehungskosten je Erzeugungstechnologie, Kategorie und Leistungsklasse;
- b. jährliche Absenkung der Vergütung;
- c. Dauer der kostendeckenden Vergütung unter Berücksichtigung der Amortisation;
- d. periodischen Zubaumengen für die Photovoltaik, indem der Kostenentwicklung Rechnung getragen wird;
- e. Definition des in der Vergütung enthaltenen ökologischen Mehrwerts und die Anforderungen an dessen Handelbarkeit.

3. Der Bundesrat kann wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen regeln, insbesondere für den rationellen und sparsamen Umgang mit Elektrizität in Gebäuden und Unternehmen.

4. Von der Summe der Zuschläge nach Artikel 15b Absatz 3 dürfen höchstens beanspruchen:

- a. die Wasserkraft: 50 Prozent;
- b. die Photovoltaik:
 1. solange die ungedeckten Kosten 50 Rp./kWh übersteigen: 5 Prozent,
 2. solange die ungedeckten Kosten zwischen 40 und 50 Rp./kWh betragen: 10 Prozent,
 3. solange die ungedeckten Kosten zwischen 30 und 40 Rp./kWh betragen: 20 Prozent;
- c. alle anderen Technologien sowie die Photovoltaik, wenn die ungedeckten Kosten weniger als 30 Rp./kWh betragen: je 30 Prozent;
- d. die Kosten für wettbewerbliche Ausschreibungen nach Absatz 3: 5 Prozent.

Art. 7b Lieferung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien

1. Zur Erreichung der Ziele nach Artikel 1 Absätze 3–5 treffen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen untereinander Vereinbarungen über die Zubaumengen von Elektrizität aus erneuerbaren Energien sowie den Handel mit dem ökologischen Mehrwert dieser Elektrizität.

2. Elektrizität, die nach Artikel 7a abgenommen und vergütet werden muss, wird allen Elektrizitätsversorgungsunternehmen entsprechend ihrem Lieferanteil von Elektrizität am gesamten Endverbrauch gutgeschrieben.

3. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen treffen Massnahmen zur Förderung des sparsamen und rationellen Elektrizitätsverbrauchs sowie der Nutzung von einheimischen und erneuerbaren Energien.