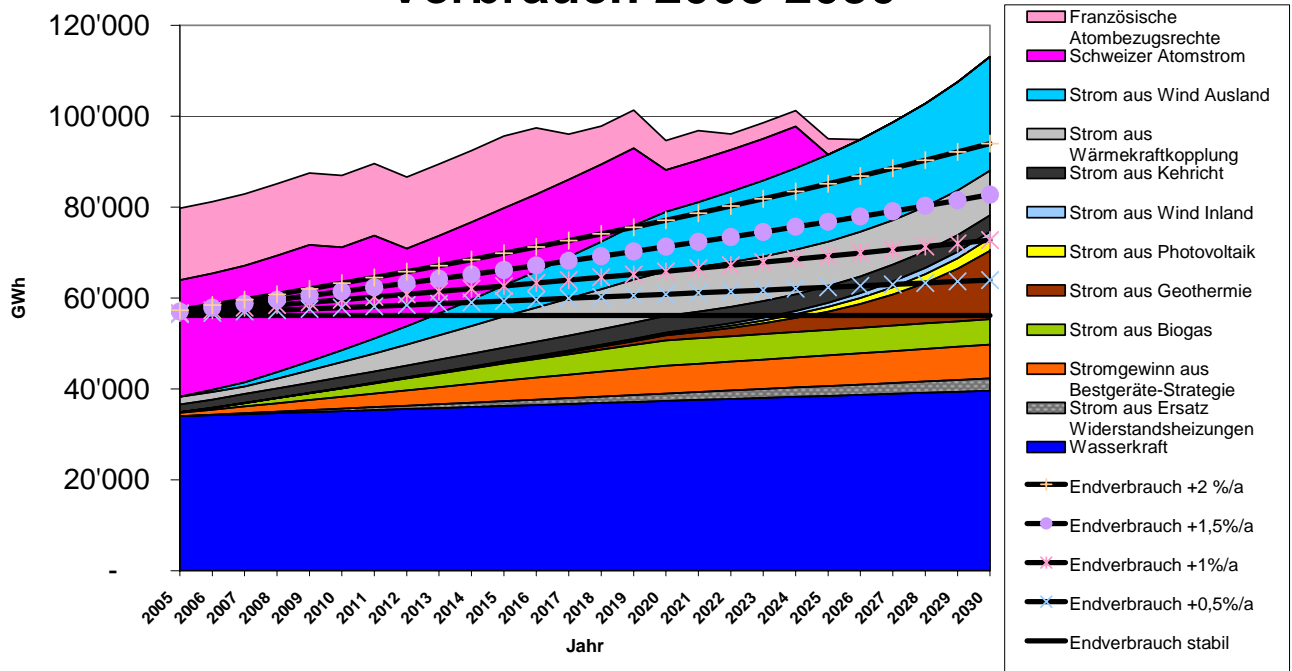


Unterwegs zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

Sicher und effizient umsteigen

Schweizer Stromproduktion und Verbrauch 2005-2030



Ein SP-Perspektivpapier zur Zukunft der Stromversorgung

Abstract

Die Schweizer Stromversorgung kann dank der Marktöffnung in Europa und dem Vormarsch neuer erneuerbarer Technologien kostengünstig, effizient und ökologisch in die richtige Richtung umstrukturiert werden.

Es braucht weder neue Gross-Gaskraftwerke noch neue Atomkraftwerke. Die bestehenden Atomkraftwerke können technisch gesehen problemlos und sicher durch Strom aus Kehrlicht, Biomasse, Geothermie, Windenergie, Solarenergie, durch effizientere Heizungen und Geräte sowie durch Strom aus Wärmekraft-Kopplung ersetzt werden.

An die Stelle der französischen Atomstrom-Bezugsrechte werden schon ab ca. 2007/2008 grosse ausländische Windfarmen in Schweizer Hand treten, wie sie die Axpo in Norwegen erworben hat.

Die CO₂-Emissionen der Schweiz werden stark sinken, weil die erneuerbaren Energien auch im Wärmesektor eine immer wichtigere Rolle spielen, dank Holz, Wärmepumpen, Geothermie und Solartechnik. Die Versorgungssicherheit wird verbessert, weil der Strom aus unerschöpflichen Quellen stammt und mit ungefährlichen Technologien genutzt werden kann. Steigende Öl- und Gaspreise beschleunigen den Umstieg. Das letzte Schweizer Atomkraftwerk kann theoretisch im Jahre 2024 geschlossen werden, wenn die Rahmenbedingungen entsprechend gesetzt werden.

Ein neuer Investitionszyklus mit schwergewichtig erneuerbaren Energien ist im europäischen Ausland (Deutschland, Spanien, Österreich, Dänemark, Norwegen usw.) voll im Gang. In der Schweiz und in Frankreich wird er auch irgendwann einsetzen, selbst wenn die Atomlobby weiter von der grossen Renaissance träumt. Die erneuerbaren Energien sind billiger. Deshalb boomen sie. Und der Preis ist das, was im offenen Markt zählt – je länger desto mehr.

29.10.2005/Re.

Inhalt

1. Entwicklung von Stromerzeugung und Stromverbrauch	3
1.1. Atomausstieg ohne Gefährdung der Versorgungssicherheit	3
1.2. Stromverbrauch: Entwicklung der Nachfrage	4
1.3. Stromerzeugung: die Entwicklung bis 2020 und danach	5
1.4. Veränderung der Zusammensetzung der Stromerzeugung	5
1.5. Stromerzeugung wird stärker diversifiziert	7
2. Beiträge der erneuerbaren Energien	9
2.1. Strom aus Wasserkraft	9
2.2. Strom aus Kehrlicht	10
2.3. Strom aus Biomasse	11
2.4. Strom aus Windenergie	12
2.5. Strom aus Photovoltaik	15
2.6. Strom aus Geothermie	16
3. Beiträge der Energieeffizienz	19
3.1. Strombeitrag Bestgeräte-Strategie (A-Klasse-Vorschrift)	19
3.2. Ersatz von Elektroheizungen/-Boiler durch Wärmepumpen	22
4. Stromerzeugung aus CO₂-neutraler Wärmekraft-Kopplung	23
4.1. Was ist Wärmekraft-Kopplung?	23
4.2. Die aktuelle Rolle der Wärmekraft-Kopplung in der Schweiz	24
4.3. Der WKK-Beitrag bis 2030	25
4.4. Neutralisierung der CO ₂ -Emissionen	27
5. Die Rolle der Atomenergie	29
6. Preise, Kosten und regulatorisches Umfeld	31
6.1. Entwicklung der Energiepreise	31
6.2. Kosten und Nutzen der erneuerbaren Energien	32
6.3. Regulatorisches Umfeld	33
7. Anhang: Szenario Produktion der Schweizerischen Elektrizitätswirtschaft	38

1. Entwicklung von Stromerzeugung und Stromverbrauch

1.1. Atomausstieg ohne Gefährdung der Versorgungssicherheit

Die Schweiz kann nicht befürchten, dass bei einer Stilllegung der Atomkraftwerke Engpässe in der Versorgung auftreten. Primärenergien zum Ersatz von Atomstrom und Erdöl sind reichlich vorhanden; die Nutzungstechniken dafür sind marktreif. Die massgeblichen Beiträge zur Deckung des Stromverbrauchs können die Wasserkraft, der Strom aus Kehrlicht, Biomasse, Geothermie und Wärmekraft-Kopplung sowie die Einsparprogramme (zB. Ersatz der alten Elektro-Widerstandsheizungen) liefern. Die Atomkraftwerke können technisch gesehen nach 40 Jahren stillgelegt werden. Diese Ergebnisse decken sich mit früheren Untersuchungen des Bundes (EGES-Szenarien) und Studien aus dem benachbarten Ausland (zB. BMU/Nitsch et al. 2004)¹

Schweizer Stromproduktion und Verbrauch 2005-2030

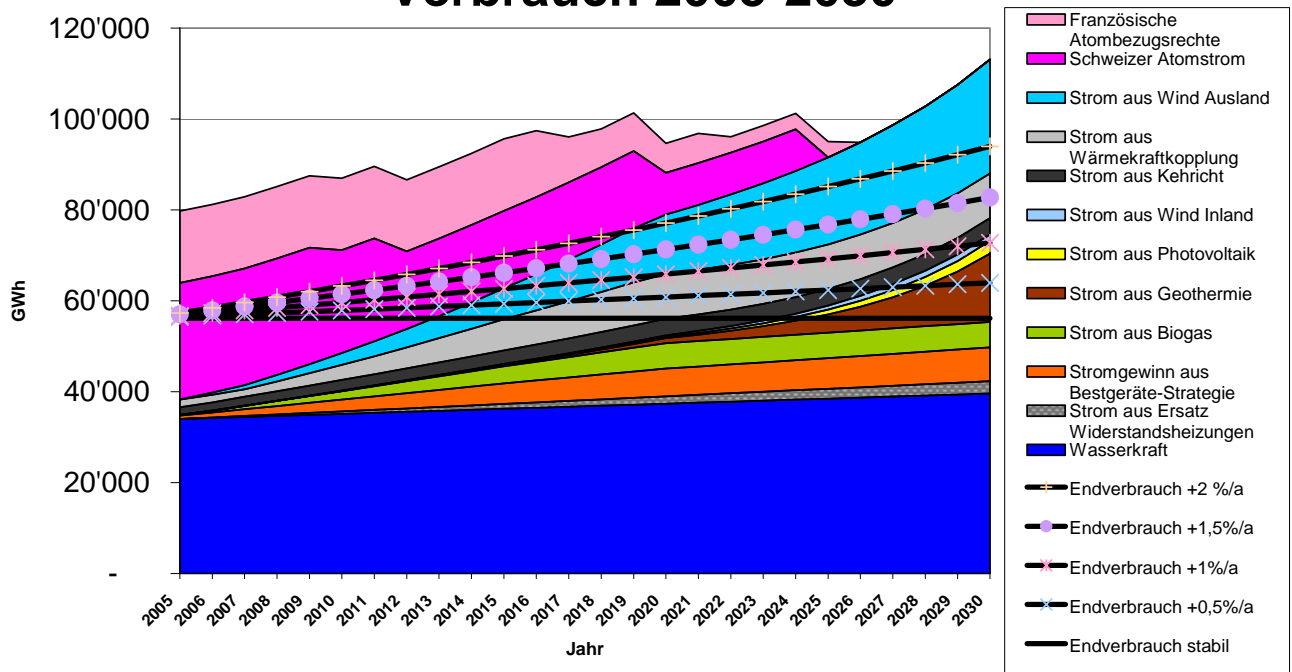


Abbildung 1: Entwicklung der Stromerzeugung (inkl. Bezugsrechte im Ausland)

¹ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)/ Nitsch et al.: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Stuttgart et al. 2004

1.2. Stromverbrauch: Entwicklung der Nachfrage

Der Stromverbrauch ist von den gesetzlichen Rahmenbedingungen, der Entwicklung im Wärme- und Verkehrssektor (Hybridfahrzeuge ab Steckdose) und von den Verhaltensmustern der Konsumentinnen und Konsumenten abhängig. Entscheidend ist, ob es gelingt, Effizienztechniken (A-Klasse-Geräte, Abschaltautomatiken) ordnungsrechtlich durchzusetzen. Das Öl-Fördermaximum wird um das Jahr 2010² erwartet und könnte die Verlagerung Richtung Strom (Wärmepumpen) im Wärmesektor verstärken, aber auch zu anderen erneuerbaren Energien (Holzpellets, Solaranlagen).

Stromproduktion und Verbrauch GWh 1960-2004

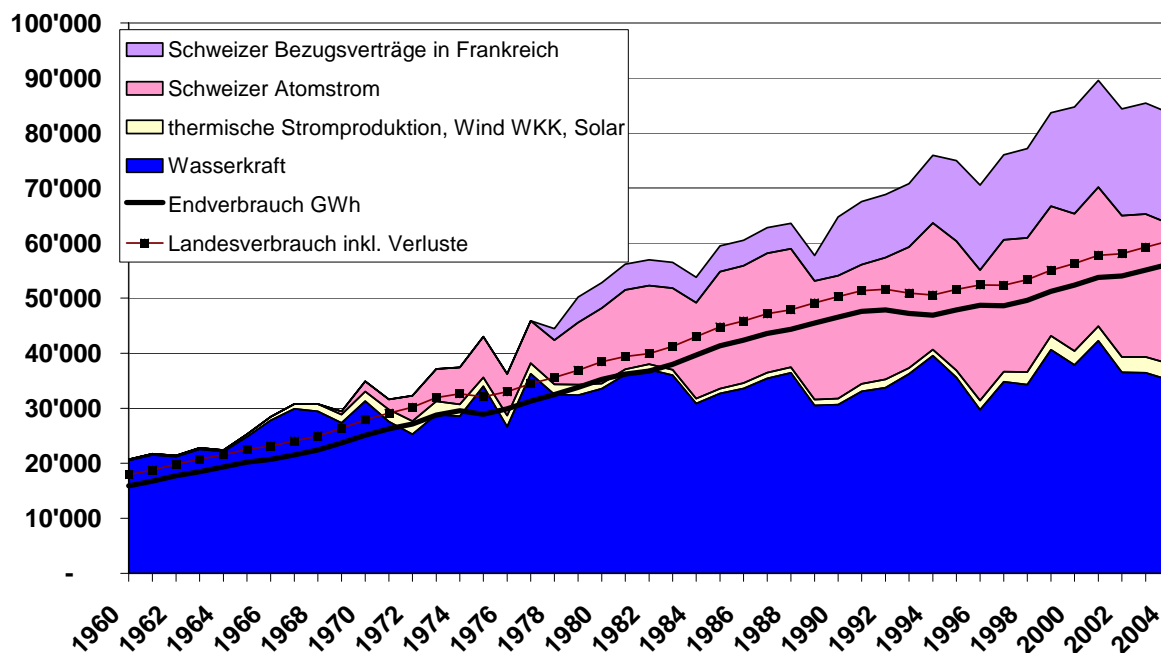


Abbildung 2: Entwicklung von Stromverbrauch und Stromerzeugung 1960-2004

Die Verknappung fossiler Ressourcen wird wie in den 70er Jahren zu einem **Trendbruch führen**, mit sparsameren Techniken bis hin zur negativen Verbrauchs-Entwicklung bei gewissen Konsumgütern (zB. Wohn-Fläche pro Kopf). Beim Luftverkehr zeichnet sich ein solcher Trendbruch bereits ab.

Unser Szenario zeigt aber, dass auch anhaltend steigende Stromverbräuche (+2% pro Jahr) technisch gesehen mit erneuerbaren Energien gedeckt werden können, wenn die Rahmenbedingungen stimmen (kostendeckende Vergütung für erneuerbare Energien). Die Potentiale der Geothermie und der Import von Windenergie sind schier unendlich. Allerdings ist eine Strategie, die vermehrt auf Energieeffizienz setzt, ökologisch und ökonomisch günstiger, und es ist heute offen, ob die Schweiz auch die nötigen Rahmenbedingungen für die Deckung aus erneuerbaren Energien tatsächlich einführt.

Bei der Modulierung des Stromverbrauchs wurden die Effizienztechniken (A-Klasse-Strategie und Ersatz Elektro-Widerstandsheizungen) als „Angebotstechniken“ integriert, weil sie sich ähnlich auf das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage auswirken wie der Neubau von Kraftwerken. Wird Energieeffizienz ordnungsrechtlich durchgesetzt, ist mit einer Abnahme des Stromverbrauchs von ca. 0,7% pro Jahr zu rechnen. Umgekehrt steigt der Verbrauch durch die Verbreitung von Wärmepumpen.

² Unter Oil Peak versteht man das Erreichen der maximalen jährlichen Fördermenge beim Erdöl, welche von manchen Geologen noch vor 2010 erwartet wird. <http://www.peakoil.net/>

1.3. Stromerzeugung: die Entwicklung bis 2020 und danach

Die Wasserkraft bleibt das Rückgrat der schweizerischen Stromversorgung. Sie kann durch Modernisierungen alter Turbinen und Inbetriebnahme neuer oder revitalisierter Wasserkraftwerke noch gesteigert werden. Dank neuen Technologien wird die Stromherkunft viel stärker diversifiziert als bisher. Bis zum Jahr 2020 kann die zusätzliche Stromerzeugung hauptsächlich aus

- Kehrlicht
- Biogas
- Wärmekraft-Kopplung
- Wasserkraft
- Effizienzgewinne aus einer Bestgeräte-Strategie
- Effizienzgewinne durch Ersatz der Elektro-Widerstandsheizungen
- Windenergie, insbesondere Windstromimporte aus dem Ausland

die grössten Beiträge liefern. Ein Ersatz der bestehenden Atomkraftwerke ist in dieser Zeit selbst bei steigendem Stromverbrauch möglich.

Ausländische Bezugsrechte aus Windenergie werden die französischen Strombezugsrechte aus Atomkraft ungefähr im Verhältnis 1:1 ersetzen.

Zwischen 2020 und 2040 werden

- Geothermie,
- Photovoltaik

noch stärker zulegen. Nach 2030 wird die dann wahrscheinlich voll konkurrenzfähige Photovoltaik stark weiter wachsen. Stromerzeugende Bauteile (Dächer, Fassaden) und Niedrigenergiebauten könnten dann zum Standard von Neubauten gehören. Die Geothermie in unterschiedlichen Formen (Wärme aus geringen Tiefen, Stromerzeugung aus tiefen Schichten) dürfte weltweit zu einem wichtigen Energieträger aufrücken.

Massenproduktion und technische Fortschritte werden die Kosten aller erneuerbaren Energien verringern. Zudem werden neue Hilfstechiken für die Bewirtschaftung der erneuerbaren Energien Einzug halten: bessere Batterien und Kondensatoren³ (Stromspeicher mit sehr rascher Ladefähigkeit und geringen Verlusten), eine stärkere Vernetzung der europäischen Stromerzeugung dank Gleichstromleitungen und ein europaweites Kapazitäts-Management für den Handel mit erneuerbaren Energien. Dies wird die Ablösung der vorläufig noch anwachsenden Erdgas-Nutzung ermöglichen und die CO₂-Emissionen weiter verringern.

1.4. Veränderung der Zusammensetzung der Stromerzeugung

Als „schweizerische Stromerzeugung“ werden in unserer Betrachtung alle Kraftwerke berücksichtigt, die sich in der Schweiz oder die im Ausland befinden und in der Verfügbarkeit von schweizerischen Entscheidungsträgern stehen, die hier einen Versorgungsauftrag wahrnehmen. Die Schweiz betreibt seit Jahrzehnten einen florierenden Strom-Aussenhandel mit einer Vielzahl von ausländischen Beteiligungen. Diese nuklearen und fossilen Kapazitäten dienen stets dem Handel und der Verbesserung der Versorgungssicherheit in der Schweiz.

³ Sog. Super-Capacitors

Dank den EU-Richtlinien über den Strombinnenmarkt sind die Durchleitungsrechte auch für die Schweiz in Reichweite. Damit ist auch die Verfügbarkeit der Anlagen im Ausland zur Deckung des schweizerischen Bedarfs besser gesichert als zuvor. Voraussetzung ist allerdings, dass die Schweiz ihr Verhältnis zur Europäischen Union klärt (im Stromversorgungsgesetz) und der EU Gegenrecht gewährt, wobei die EU von der Schweiz auch eine Steigerung der erneuerbaren Energien erwartet, wie sie in der Europäischen Union gilt.

Schweizer Beteiligungen und Bezugsrechte an französischen Atomkraftwerken (MW Leistung)

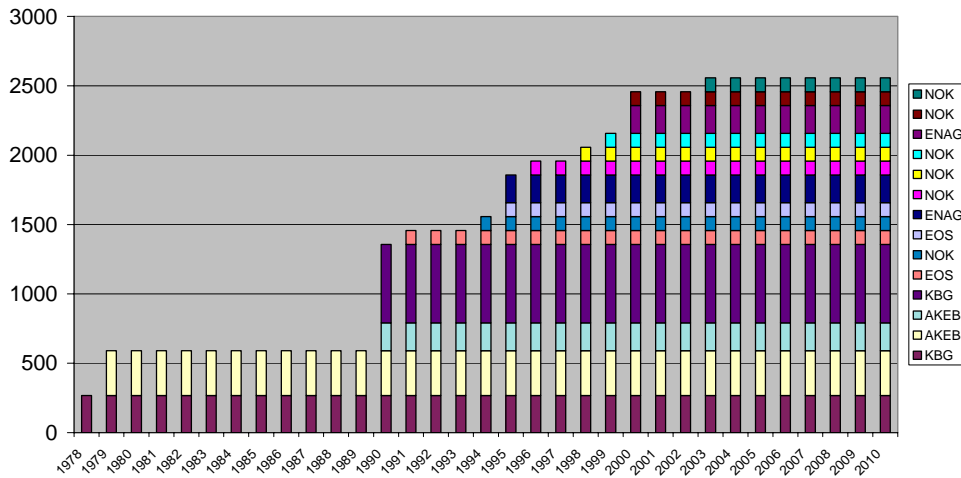


Abbildung 3: Schweizer Atom-Beteiligungen in Frankreich⁴

Die Schweiz hat in der Vergangenheit im Ausland vorwiegend in Atomenergie investiert. Dieser Trend dürfte sich mit der Expansion der Windenergie deutlich ändern. Am 12. Oktober 2004 kündigte die Axpo den Einkauf von Wind-Beteiligungen von „über 1000 MW“ an. Damit wurde die Ablösung der alten Atomverträge durch Windenergie eingeläutet.

1.5. Stromerzeugung wird stärker diversifiziert

Anteile an der Schweizer Stromerzeugung

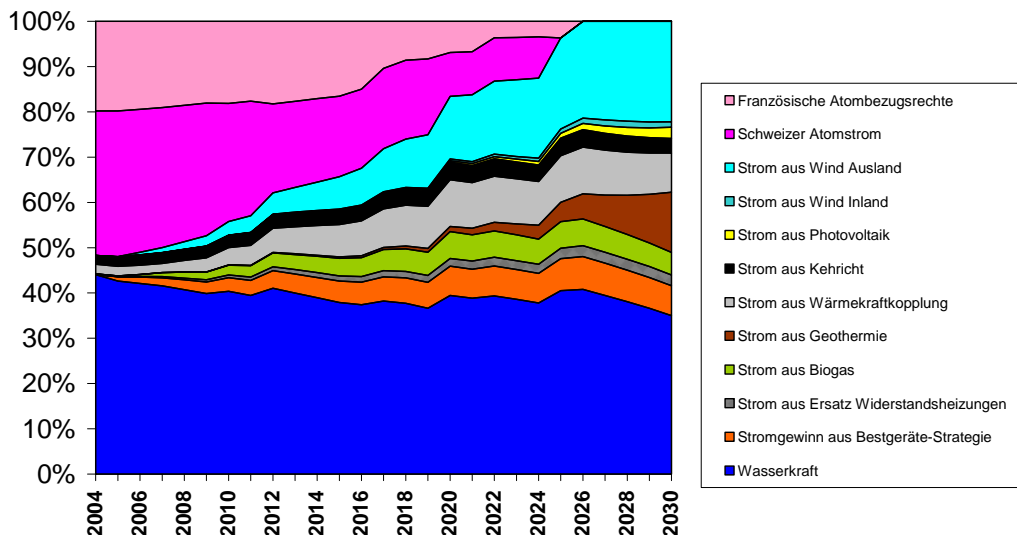


Abbildung 4: Zusammensetzung der schweizerischen Stromerzeugung (inkl. Bezugsrechte im Ausland)

⁴ inoffizielle Angaben BFE (Stand 2002)

Bis zum Jahr 2030 ist eine **Diversifikation der Stromerzeugung** zu erwarten. An die Stelle des Tandems Wasserkraft/Atomenergie tritt eine Vielzahl neuer Techniken, zu denen auch Effizienzgewinne (im Sinne eines systematisch zu erschliessenden Potentials) gezählt werden sollten. Die Hauptbeiträge leisten in Zukunft neben der Wasserkraft die Biomasse, Geothermie und Windenergie (inkl. Bezüge aus Schweizer Windfarmen im Ausland).

2. Beiträge der erneuerbaren Energien

2.1. Strom aus Wasserkraft

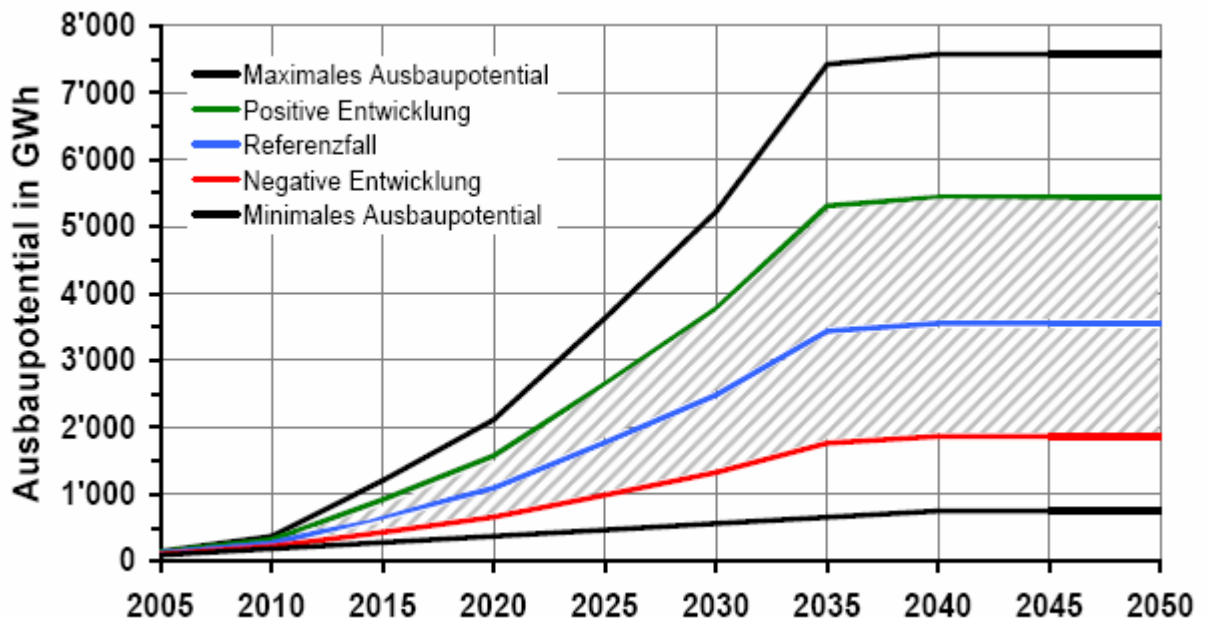
Stromerzeugung Mittelwert 1995-2004	33'768 GWh
Leistung 2004	13300 MW _e
Zunahme bis 2020	+3584 GWh
Voraussichtliche Stromerzeugung 2020	37'352 GWh
Quellen	Eigene Schätzung, Axpo Ausblick, www.smallhydro.ch

Bei der Wasserkraft spielen mehrere, zum Teil gegenläufige Entwicklungen, eine Rolle:

- Die Erneuerung von bestehenden Wasserkraftwerken führt zu Produktionssteigerungen (Verdreifachung der Stromerzeugung im Kraftwerk Rheinfelden).
- Die Restwassermengen müssen erhöht werden, was gewisse Kapazitäten reduziert.
- Eine Vielzahl neuer Kleinkraftwerke (inkl. Trink- und Abwasser-Kraftwerke) führt zu einer Steigerung der Stromerzeugung und kann die Fischgängigkeit mancher Gewässer (mit heute geschlossenen Wehren) zum Teil verbessern.
- Es wird auch eine kleine Anzahl von neuen Lauf-Kraftwerken gebaut (zB. am Oberlauf der Rhone), dies unter Einhaltung der Gewässerschutz-Bestimmungen.
- Pumpspeicherung senkt die verfügbare Stromerzeugung, erhöht aber in hohem Masse die Verfügbarkeit von (importierter) intermittierender Windenergie. Die Kombination von Wasserkraft und Windenergie kann den Anteil und die Leistungsfähigkeit der erneuerbaren Energien stark verbessern.

Bei der Beratung des Stromversorgungsgesetzes war die Erhaltung und Förderung der Wasserkraft weitgehend unbestritten. Auch die Entwicklung der Grosshandelspreise für Strom sowie der einsetzende Zertifikatehandel machen die Wasserkraft sehr attraktiv. Deshalb

kan
ve l



Abt

⁵ Bundesamt für Energie: Ausbaupotential der Wasserkraft, Bern November 2004

2.2. Strom aus Kehricht

Tabelle 2 Annahmen Stromerzeugung aus Kehricht	
Stromerzeugung 2004	1538 GWh
Leistung 2004 ⁶	260 MW _e
Zunahme bis 2020	+ 2000 GWh
Voraussichtliche Stromerzeugung 2020	3538 GWh
Quellenangaben	Verband der Betriebsleiter und Betreiber Schweizerischer Abfallbehandlungsanlagen (VBSA): Strom aus Abfall: weit mehr ist möglich, Information für die Medien, Bern, 29. Juni 2005

Das realisierbare Potential der Stromerzeugung aus KVA ist abhängig von einer Regelung der Einspeisevergütungen. Bisher werden die biogenen Abfälle vom Bundesrat nicht als erneuerbare Energien anerkannt, in der Statistik über die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien leisten sie jedoch die grössten Beiträge an die Ziele von EnergieSchweiz.

Mit der Marktöffnung in der Elektrizitätswirtschaft und einer Neuregelung im Stromversorgungsgesetz⁷ ergeben sich erhebliche neue Marktchancen für die Stromerzeugung aus KVA.

Die bestehenden KVAs produzieren weit weniger Strom als sie produzieren könnten, selbst dort wo bereits eine Stromerzeugung besteht. Der VBSA argumentiert im wesentlichen mit zwei Elementen, welche die Produktion massgeblich erhöhen können:

- Nutzung von bisher ungenutzter Wärme für die Stromerzeugung
- Verbesserung der Wirkungsgrade der Generatoren

Auch die Abwärmenutzung aus KVAs könnte ungefähr verdoppelt werden, was bei steigenden Ölpreisen rasch interessant wird.

⁶ Inkl. WKK in KVA

⁷ Variante Mehrheit mit garantierten Einspeisevergütungen

2.3. Strom aus Biomasse

Tabelle 3 Stromerzeugung aus	
Stromerzeugung 2004	148 GWh
Zunahme bis 2020	5450 GWh
Voraussichtliche Stromerzeugung 2020	5600 GWh
Quellen	BFE-Bericht: „Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz“ (Dezember 2004) www.biomasseenergie.ch www.fws.ch www.holzenergie.ch

Die Stromerzeugung aus Biomasse wird schon kurzfristig eine sehr starke Steigerung erfahren, wenn die kostendeckende Vergütung im Stromversorgungsgesetz eingeführt wird. Sie kann – gemessen am Verbrauch von 2004 – rund 10% des schweizerischen Strom-Bedarfs⁸ beisteuern.

Biomasseart	Ökologisches Potenzial 2040 PJ/a	Davon max. geeignet für Produktion von					
		Wärme		Strom		Treibstoffe	
		%	PJ/a	%	PJ/a	%	PJ/a
a Waldholz, Feldgehölze	49	100%	49	100%	49	100%	49
b Ackerkulturen, Kunstwiesen, Energiepflanzen	9	10%	1	100%	9	100%	9
c Wiesland	5	0%	0	100%	5	100%	5
d Ernterückstände, Gülle, Mist	23	25%	6	100%	23	50%	12
e, f Strukturreiche Biomasse aus Uferböschungen, Naturschutz- und	1	0%	0	100%	1	100%	1
g Altholz	8	100%	8	100%	8	0%	0
h Restholz	5	100%	5	100%	5	100%	5
i Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalte	27	25%	7	100%	27	50%	14
	127		75		127		94
In Bezug auf das ökologische Gesamtpotenzial maximal nutzbar		59%		100%		74%	

Abbildung 6: einheimische Primärenergien aus Biomasse (BFE)

Es ist denkbar, dass damit noch nicht das ganze Potential der Biomasse erfasst ist, insbesondere nicht die gesamte Holzverstromung, die zB. in Österreich stark expandiert, oder die Nutzung neuer Techniken (OCR oder Stirling). Als Arbeitshypothese wird hier mit einer linearen Erschliessung des Nutzungspotentials im Umfang von 5,6 TWh Elektrizität gerechnet. Darin eingerechnet wird die Stromerzeugung aus ARAs. Damit bleiben sechs Siebtel der Biomasse der Wärme- bzw. Abwärme-Erzeugung oder der Treibstoffgewinnung (zB. aus Biogas) vorbehalten.

⁸ Im BFE-Bericht „Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz“ (Dezember 2004) wird zur Biogas- und Holzverstromung festgehalten⁸:

„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)

2.4. Strom aus Windenergie

Windenergie im Inland

Stromerzeugung 2004	6,3 GWh
Leistung 2004 (Jahresende)	8,7 MW _e
Zunahme Leistung bis 2020	355 MW
Voraussichtliche Stromerzeugung 2020	608 GWh
Anzahl Turbinen Schweiz	138
Mittlere Anlagengrösse	2,5 MW
Quellen	Eigene Schätzung

Bei der Windenergie in der Schweiz wird mit einem massvollen Ausbau bis auf 355 MW gerechnet. Es werden grosse Anlagen (2-5 MW) eingesetzt, weil diese wegen der kleinen Stückzahlen das Landschaftsbild am wenigsten beeinträchtigen.

Ein grosser Teil des Ausbaus wird erst nach 2020 erfolgen, weil bis dann die Kosten der Windenergie weiter gefallen sein werden und die Standortgemeinden mit hohen Einnahmen rechnen dürfen, wie beim Wasserzins. Die wirtschaftliche Attraktivität der Windenergie erhöht weltweit das Interesse potentieller Standortgemeinden, die die Windenergie als Energie- und Einkommensquelle zunehmend schätzen.

Es ist selbstverständlich, dass Windkraftanlagen nicht in Natur-Schutzgebieten und nicht gegen den Willen der ansässigen Bevölkerung erstellt werden sollen. Die Zahl der Turbinen soll bis 2020 bloss auf 138 und bis 2030 auf 362 anwachsen. Dies bedeutet pro Kanton bis 2030 im Durchschnitt 14 Windturbinen, wobei die grossen Kantone (Bern, Westschweiz, Graubünden) mehr Turbinen aufweisen werden als die kleinen und die städtischen Kantone.

Sollte dieses Szenario aus Gründen des Landschaftsschutzes auf andauernde Ablehnung stossen (was wir bezweifeln), wäre es ein Leichtes, die entsprechende Menge Windstrom aus dünn besiedelten Gebieten im übrigen Europa zu erwerben.

Beteiligungen und Bezugsrechte an Windenergie im Ausland

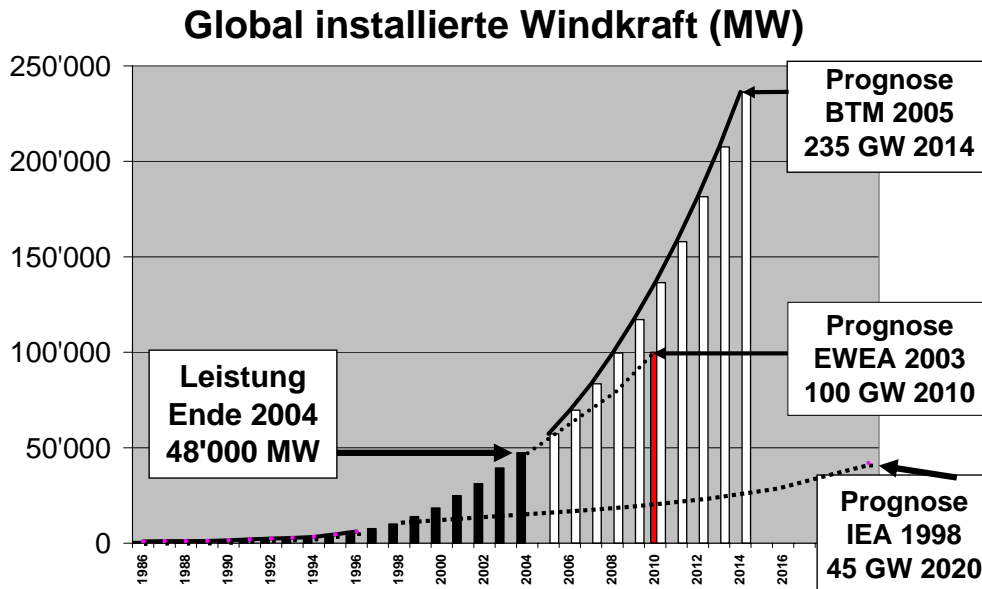
Stromerzeugung 2004	6 GWh
Leistung 2004	Ca.20 MW
Zunahme Leistung bis 2020	4336 MW
Voraussichtliche Stromerzeugung 2020	13136 GWh
Anzahl Turbinen Schweiz	1135
Mittlere Anlagengrösse	3,8 MW
Quellen	Eigene Schätzung

Im Jahre 2004 besaßen die Schweizer Firmen Rätia Energie AG und die Adev Windkraft AG bereits Beteiligungen an Windfarmen im Ausland (ca. 15 MW in Italien und Deutschland). Die Axpo-Tochter EGL hat im Oktober 2004 eine Beteiligung in Norwegen („über 1000 MW“) bekannt gegeben. Das Interesse an der Windenergie nimmt damit auch bei den Betreibern von Atomkraftwerken zu.

Unbesehen der schweizerischen Versorgungs-Strategie sind Windenergie-Beteiligungen im Ausland finanziell interessant, weil die Windenergie zu Preisdifferenzen auf dem Strommarkt führt, die für Tausch-Geschäfte mit Wasserkraft kommerziell sehr interessant sind. Die Wind-

energie wird deshalb, so die Prognose, aus rein kommerziellen Überlegungen bei allen grossen Schweizer Stromkonzernen Einzug halten.

Abbildung 7: Entwicklung der Windenergie global



Weltweit EU gehen zur Zeit jeden Monat knapp 1000 MW Windenergie ans Netz, Tendenz steigend. In Kilowatt (Leistung) entspricht dies monatlich einem neuen AKW Gösigen, in Kilowattstunden (Produktion) wird damit monatlich ein Atomreaktor, Grösse Beznau (300 MW), ersetzt. Die dänische Firma BTM Consult, renommiertester Marktanalyst der Branche, rechnet mit einer Verfünffachung der globalen Windkraft auf 235'000 MW schon bis zum Jahr 2014. Dann werden Windturbinen in Europa 50 AKWs ersetzt haben.(Bild)

Folgende Gründe für den Erfolg der Windenergie sind von Bedeutung:

- Neue Windturbinen sind mit Investitionskosten von rund 1 € pro Watt drei- bis viermal billiger als neue Atomenergie oder Wasserkraft. Es gibt keine Brennstoffkosten oder -Risiken.
- Bis 2020 dürften die Investitionskosten dank Massenproduktion real auf rund 0,6 €/kWh sinken.⁹ Spätestens dann wird Windenergie weltweit die billigste verfügbare Technik zur Stromerzeugung sein, in vielen windhögigen Gebieten der Welt ist sie es heute schon (USA, Grossbritannien, Neuseeland), aber manche Systemerfordernisse sind noch nicht überall erfüllt (Verstärkung der Stromnetze, Erschliessung peripherer Lagen, Speicherkapazitäten).
- Die Bauzeiten sind kurz (0,1-1 Jahr), wenn die Bewilligungen vorliegen.
- die Potentiale sind sehr gross (ca. 40-100mal der aktuelle Stromverbrauch, global). Jeder Kontinent besitzt ein Vielfaches an Wind-Ressourcen zur Deckung des Eigenverbrauchs.
- Durch den Anstieg der Öl- und Gaspreise beschleunigt sich der Kostenvorteil der Windenergie im Stromsektor.
- Windenergie ist für viele dünn besiedelte Regionen eine Einkommensquelle mit grossem Zukunftspotential.
- Umweltrisiken bestehen bei umsichtiger Raumplanung kaum.

Die Schweizer Elektrizitätswirtschaft erwirbt sich dank den Verträgen mit der EU das Recht auf Netzzugang (Third Party Access) auf dem Binnenmarkt, sie kann Strom importieren und exportieren. Eine Ausweitung der Netzkapazitäten in der Europäischen Union steht in Planung. Die UCTE hat entsprechende Vorschläge formuliert.¹⁰ Die meisten Netze bestehen bereits (Ausnahme: Offshore), müssen aber verstärkt werden.

⁹ EWEA: Wind Force 12, Brüssel 2004 <http://www.ewea.org/03publications/WindForce12.htm>

¹⁰ UCTE: Seven Actions for a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Systems, May 2005

Windkraft braucht Regelenergie und starke Netze. Die Alpen werden zu einem riesigen Akku ausgebaut, dank Höhendifferenzen und Stauseen, die, einst als Saisonspeicher gebaut, in Zukunft als Tages- und Wochenspeicherspeicher betrieben werden. Mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ-Linien) (HVDC High Voltage Direct Current) ist der Stromtransport über grosse Distanzen zu geringen Kosten (< 250 Mio. Fr./GW) möglich, und dies bei geringen Verlusten (<4%/1000km). Die Firma ABB gehört zu den wichtigsten Herstellern solcher Leitungen. Eine Reihe von unterirdisch zu verlegenden HGÜ-Linien sind in der Schweiz in Planung (zB. Sils (Domleschg)-Lombardei in bestehender Ölpipeline).

Bedeutung der Windenergie für Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Ökologie

Für die Schweiz ist Windenergie besonders interessant, weil sich die intermittierende Stromerzeugung aus Windenergie dank den Stauseen zu Spitzenstrom veredeln lässt.

- Immer wenn der Wind (im Ausland) weht, kann die Wasser-Entnahme aus den Stauseen gedrosselt werden. Importe aus Windenergie erhöhen damit die Verfügbarkeit der schweizerischen Speicher-Reserven und ermöglichen die Nutzung zu Spitzen-Zeiten, wenn dies preislich besonders interessant ist. Diese Vorteile funktionieren in einem gewissen Umfang auch ohne jegliche Pumpspeicherung. Das Wasser in den bestehenden Stauseen bleibt einfach länger drin und wird konzentrierter genutzt.
- Dazu kommen die Möglichkeiten der Pumpspeicherung: billiger Nacht- und Sonntags-Wind pumpt Wasser hinauf, an Tages-Spitzenzeiten wird das Wasser konzentrierter als bisher turbinieren.

Solange dieser Betrieb mit erneuerbaren Energien betrieben wird und zwischen bestehenden Stauseen und Ausgleichsbecken abläuft, ist kaum mit negativen ökologischen Auswirkungen zu rechnen. Die bessere Verwertung der Stauseen sollte die Stromerzeuger vielmehr in die Lage versetzen, die geltenden Restwasser-Bestimmungen leichter zu respektieren, denn die kommerzielle Bedeutung des Restwassers verliert in einem solchen Nutzungsmodell an Bedeutung.

Kritisch zu beobachten ist allerdings die sogenannte Schwall- und Sunk-Problematik. Wo sich das turbinierete Wasser während sehr kurzen Nutzungszeiten in grösseren Mengen nach unten ergiesst, werden die Bedingungen für die Wasserfauna verschlechtert. Eine kombinierte Nutzung von Wind- und Wasserkraft ist deshalb auf die Schaffung von unterliegenden Ausgleichsbecken angewiesen, wo das turbinierete Wasser aufgefangen werden kann. Es steht dann für eine erneute Nutzung (Pumpung) oder für eine dosierte Ableitung, welche die Fisch-Fauna respektiert, zur Verfügung. Die neue Zwecksetzung des schweizerischen Wasserkraft-Inventars innerhalb einer europäischen Wind-Versorgungsstrategie kommt somit nicht ohne zusätzliche Investitionen aus.

Die Nutzung der Windenergie im Ausland schafft für die Schweiz zusätzliche Handlungsspielräume, erhöht die Sicherheit der Versorgung und führt zu wertvollen Zusatzerträgen – und dies weitgehend ohne Vergrösserung der oberliegenden Speicherbecken, wie sie an der Grimsel geplant sind. Die Neugestaltung kann weitgehend mit den bestehenden Infrastrukturen bewältigt werden, erfordert eine punktuelle (unterirdische) Verstärkung der Druckleitungen und der Kraftwerksleistung.¹¹ Die Einhaltung der Restwasser-Bestimmungen und die Steuerung der Schwall-Sunk-Problematik sollte technisch und wirtschaftlich keine grossen Probleme bereiten.

¹¹ Solche Leistungserhöhungen stehen bereits in Bau oder in Planung an der Grande Dixence, Grimsel (Projekte IV und V) sowie Linth-Limmern (Axpo)

2.5. Strom aus Photovoltaik

Tabelle 6 Stromerzeugung aus	
Stromerzeugung 2004	16,7 GWh
Leistung 2004	23,1 MW _e
Zunahme bis 2020	274 GWh
Voraussichtliche Stromerzeugung 2020	290 GWh
Quellen	Eigene Schätzung

Die zukünftige Bedeutung der Sonnenenergie ist nach wie vor kontrovers. Wir gehen von einem vorsichtigen Wachstum aus und rechnen damit, dass die Solartechnik vorerst vorab im Wärmebereich (solare Warmwasservorwärmung, Heizungsunterstützung) substantielle Beiträge liefert, getrieben unter anderem von steigenden Heizölpreisen und Gebäudesanierungsprogrammen.

Im Bereich der Stromerzeugung geht es mehr darum, auch in der Schweiz eine kritische Masse für die industrielle Massenproduktion und für die technologische Weiterentwicklung zu erreichen, damit die Photovoltaik langfristig – ab ca. 2015 – deutlich höhere Beiträge an die Stromversorgung liefern kann. Die Schweiz betreibt eine an sich hochwertige Forschung, hat es bisher aber versäumt, Rahmenbedingungen für die Umsetzung zu schaffen. Für die schweizerische Stromerzeugung aus Photovoltaik wurden folgende Annahmen getroffen:

- 3 MW ab 2007, jährlich steigend um 20%
- Ab 2016 30% Wachstum der Zubaurate
- Ab 2025 noch 10% Wachstum der Zubaurate.

Tabelle 7 Zubau Photovoltaik

Jahr	Bestand MW	Zubau MW	Stromerzeugung GWh
2005	22	3	17
2006	25	2	20
2007	27	5	22
2008	32	6	26
2009	38	7	32
2010	45	9	39
2011	53	10	47
2012	64	12	57
2013	76	15	69
2014	91	18	83
2015	109	21	101
2016	130	26	123
2017	156	34	149
2018	190	44	184
2019	233	57	230
2020	290	74	290
2021	364	96	369
2022	460	125	474
2023	584	162	611
2024	746	210	792
2025	956	231	1'031
2026	1'188	255	1'299
2027	1'443	280	1'601
2028	1'723	308	1'941
2029	2'031	339	2'322
2030	2'370	373	2'751

Im Jahr 2020 wird die Photovoltaik etwa ein halbes Prozent des Stromverbrauchs liefern, aber im folgenden Jahrzehnt könnte sich ihr Beitrag verzehnfachen, wenn die heute zu beobachtenden technischen Fortschritte extrapoliert werden.

2.6. Strom aus Geothermie

Die Schweiz gehört heute zu den Ländern, welche die (untiefe) Erdwärme, gemessen pro Kopf, am intensivsten nutzen. Mit dem geothermischen Tiefen-Kraftwerk in Basel (Deep Heat Mining) wird zudem eine neuartige Stromerzeugung eingeführt, die mittelfristig in allen grösseren Städten und Gemeinden einen wichtigen Beitrag zur Strom- und Wärmeabgewinnung liefern kann.

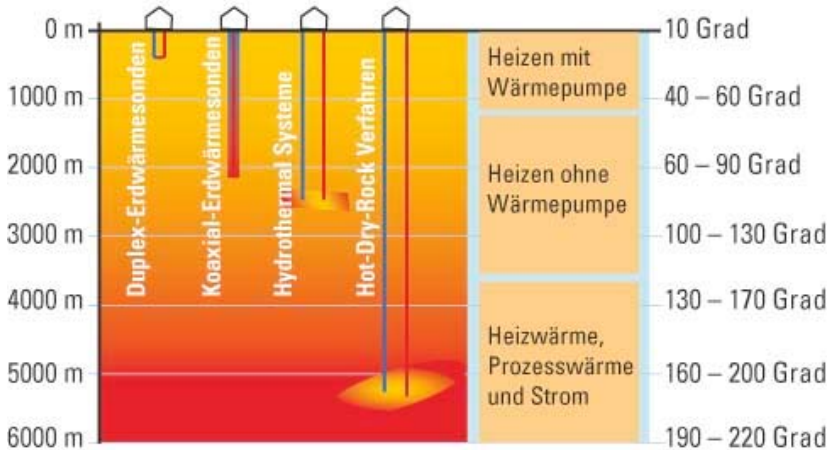


Abbildung 8: Nutzungstechniken der Geothermie

So oder so weist die Geothermie in all ihren technischen Anwendungen sehr viel versprechende Potentiale auf. Die Erfahrungen in Deutschland und anderen Ländern zeigen, dass für solche neuen Techniken im wesentlichen **nicht** technische Faktoren, sondern die regulatorischen Rahmenbedingungen ausschlaggebend sind. Für die Schweiz werden folgende Rahmenbedingungen unterstellt:

- kostendeckende Vergütung für Stromeinspeisungen wie in der BRD (14-22 Rp./kWh), so im Stromversorgungsgesetz vorgesehen
- Risikogarantien für geothermische Bohrungen durch den Bund bzw. die Netzbetreiber,¹² wie sie schon einmal in der Schweiz bestanden hatten (1985-1995), so im Stromversorgungsgesetz vorgesehen.

Die Entwicklung der tiefen Geothermie lässt sich in allen grösseren Städten und Gemeinden der Schweiz vorantreiben. Die Vereinigung für Geothermie schätzt die mögliche Stromerzeugung auf bis zu 33% des Stromverbrauchs der Schweiz.¹³

Für die nächsten 25 Jahre wird folgendes Szenario entwickelt:

- Ab 2009 erfolgt die Inbetriebnahme der ersten Anlage in Basel mit 3 MW_e.
- Danach wachsen die Kapazitäten um durchschnittlich 20% pro Jahr, ab 2015 um 30% pro Jahr, nicht zuletzt getrieben durch die Aussicht, die Abwärme kostendeckend zu verkaufen.
- Im Jahre 2030 wird eine Kapazität von 2,1 GW_e erreicht.
- Das Potential der Abwärmenutzung ist sehr gross.¹⁴ Die Geothermie kann umgerechnet den gesamten Heizölverbrauch der Schweiz ersetzen.

¹² So vorgesehen im Stromversorgungsgesetz

¹³ Angaben: Geothermal Explorers

¹⁴ BFE Energieperspektiven: Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, Final Draft 24 September 2004, Paul Scherrer Institut (PSI) für das Bundesamt für Energie (BFE) <http://www.energie-schweiz.ch/internet/medienmitteilungen/03742/index.html?lang=de>

- Denkbar ist, dass in Sommer-Perioden bei fehlender Verwendung der Abwärme der elektrische Wirkungsgrad erhöht werden kann. Dies geschieht mittels Flüssigkeiten im Sekundär-Kreislauf, die bei Temperaturen von unter 100° C sieden (ORC-Verfahren). In jüngster Zeit notieren die Sommerpreise für Elektrizität höher als die Winterpreise¹⁵, was eine solche Zusatznutzung attraktiv macht.

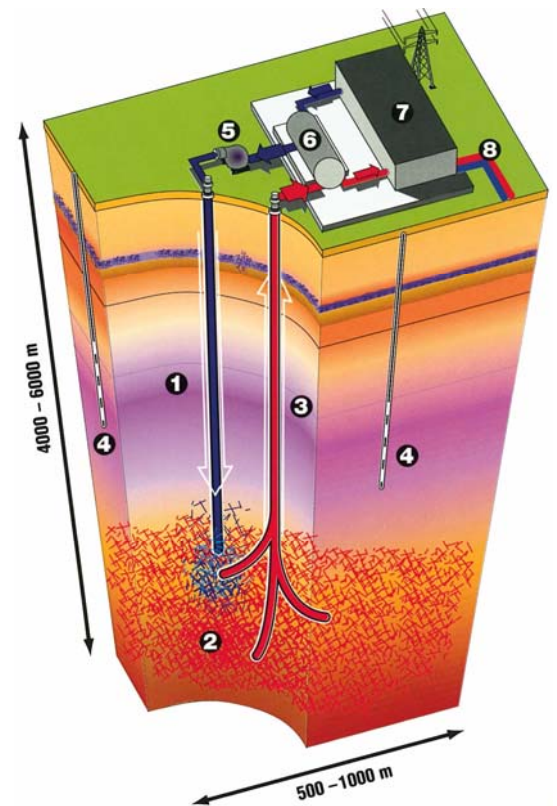
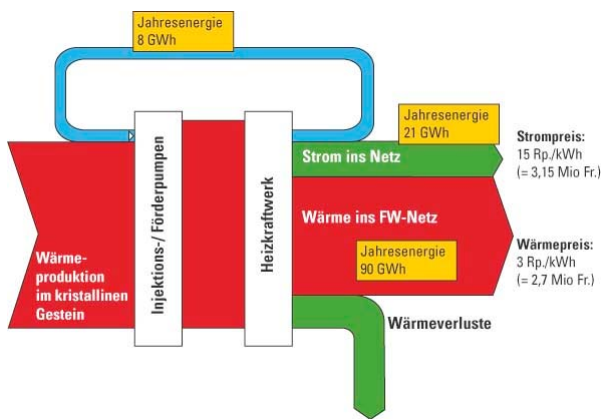


Abbildung 9: Modell des Kraftwerks von Basel

Beim geothermischen Kraftwerk in Basel wurde ursprünglich mit einem Erlös aus Abwärme von 2,1-3,0 Rp./kWh gerechnet. Inzwischen sind die Ölpreise auf über 70 Rappen/Liter angestiegen, entsprechend ca. 7 Rp./kWh für die Vergütung von genutzter Abwärme. Durch die veränderten Rahmenbedingungen verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung erheblich.

Tabelle 8 Entwicklung der Geothermie (inkl. Abwärmepotentiale)

	MW elektr.	Zubau MW	Produktion GWh	Jahresleistung	Abwärmeproduktion GWh (Annahme: elektrischer Wirkungsgrad 25%)	Äquivalent Wärmeproduktion in Tonnen Heizöl
2005		0				
2006						
2007						
2008						
2009	3	3	21	7000	63	6'300
2010	7	4	46	7000	139	13'860
2011	11	4	76	7000	229	22'932
2012	16	5	113	7000	338	33'818
2013	22	6	156	7000	469	46'882
2014	30	7	209	7000	626	62'558
2015	39	10	276	7000	829	82'938
2016	52	13	365	7000	1'094	109'431
2017	69	16	480	7000	1'439	143'872
2018	90	21	629	7000	1'886	188'645
2019	118	28	823	7000	2'469	246'851
2020	154	36	1'075	7000	3'225	322'518
2021	200	47	1'403	7000	4'209	420'885
2022	261	61	1'829	7000	5'488	548'763
2023	340	79	2'383	7000	7'150	715'003
2024	443	103	3'104	7000	9'311	931'116
2025	577	134	4'040	7000	12'121	1'212'062
2026	751	174	5'258	7000	15'773	1'577'293
2027	977	226	6'840	7000	20'521	2'052'092
2028	1'271	294	8'898	7000	26'693	2'669'332
2029	1'653	382	11'572	7000	34'717	3'471'743
2030	2'150	497	15'050	7000	45'149	4'514'878

¹⁵ Siehe Swiss Electricity Price Index (SWEP), Entwicklung 2000-2004

Die Perspektivstudien des BFE zeigen, dass diese Strompotentiale in der Schweiz vorhanden sind, und zu Kosten zwischen 10 und 20 Rp./kWh gewonnen werden können.¹⁶ Die schweizerische Vereinigung für geothermie hat auch bereits eine grosse Zahl möglicher Standorte identifiziert.

Geothermie: 50 Standorte in allen Landesteilen realistisch

Quelle:
Geothermal
Explorers Ltd.

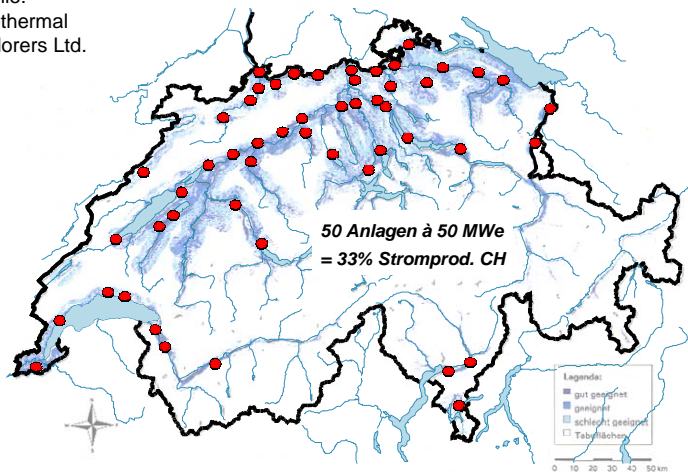


Abbildung 10: Mögliche Standorte für geothermische Kraftwerke
(Quelle: Geothermal Explorers LTD.)

¹⁶ BFE Energieperspektiven: Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, Final Draft 24 September 2004, Paul Scherrer Institut (PSI) für das Bundesamt für Energie (BFE) <http://www.energie-schweiz.ch/internet/medienmitteilungen/03742/index.html?lang=de>

3. Beiträge der Energieeffizienz

3.1. Strombeitrag Bestgeräte-Strategie (A-Klasse-Vorschrift)

Stromverbrauch 2004	31'141 GWh
Abnahme bis 2020 (Bestgerätestrategie)	6108 GWh
Abnahme über das Bestgeräte-Programm hinaus (2020-2030)	1338 GWh
Quellen	Datengrundlagen 2005-2020: Prognos ¹⁷ 2020-30 Eigene Schätzung

Die Firma Prognos AG erhielt im Jahre 2001 vom Bundesamt für Energie den Auftrag, die möglichen Stromeinsparungen zu berechnen, wenn ab 2004 in der Schweiz nur noch die zum jeweiligen Zeitpunkt effizientesten Geräte verkauft werden dürften. Dabei galt die Bedingung, dass die Zulassungsbeschränkungen nicht zu Funktions- oder Wohlstandseinbussen führen dürfen. Die Einsparungen wurden von Prognos **auf 6,1 TWh** beziffert und verteilen sich wie folgt:

Tabelle 10: Einsparungen mittels A-Klasse (Prognos 2002)

<i>Elektrizitätsverbrauch serienmässig hergestellter Elektrogeräte 2000-2020, in GWh, Referenz-Variante</i>					
Kategorie	2000	2005	2010	2015	2020
Haushaltsgeräte	7'075	7'141	7'116	7'066	7'074
Beleuchtung	5'791	5'945	5'925	5'851	5'810
Haustechnik	11'720	12'000	12'295	12'574	12'843
Unterhaltung	1'210	1'209	1'170	1'112	1'094
Büro/Kommunikation	1'555	1'620	1'775	1'964	2'182
Gewerbl. Anwendungen	2'191	2'170	2'178	2'137	2'137
Summe	29'543	30'085	30'459	30'703	31'141
<i>Elektrizitätsverbrauch serienmässig hergestellter Elektrogeräte 2000-2020, in GWh, Bestgeräte-Variante</i>					
Kategorie	2000	2005	2010	2015	2020
Haushaltsgeräte	7'075	6'947	6'447	5'985	5'737
Beleuchtung	5'791	5'793	5'216	4'404	3'654
Haustechnik	11'720	11'776	11'476	11'130	10'928
Unterhaltung	1'210	1'187	1'098	1'011	981
Büro/Kommunikation	1'555	1'462	1'449	1'516	1'596
Gewerbl. Anwendungen	2'191	2'170	2'178	2'137	2'137
Summe	29'543	29'335	27'865	26'184	25'033
<i>Einsparungen nach Kategorie Differenz Bestgeräte-Referenz-Variante, in GWh</i>					
Kategorie	2000	2005	2010	2015	2020
Haushaltsgeräte	0	-194	-669	-1'081	-1'337
Beleuchtung	0	-153	-709	-1'447	-2'156
Haustechnik	0	-224	-819	-1'443	-1'915
Unterhaltung	0	-22	-72	-101	-113
Büro/Kommunikation	0	-157	-326	-448	-587
Gewerbl. Anwendungen	0	0	0	0	0
Summe	0	-750	2'595	-4'519	-6'108

¹⁷ 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

Serienmässig hergestellte Elektrogeräte und Kleinanlagen verbrauchen in der Schweiz 55% des Elektrizitätseinderverbrauchs.

- Die grössten Sparpotentiale bestehen bei Elektroheizungen (13% des Stromverbrauchs), Glüh- und Halogenlampen (9%), FL-, Kompakt-FL-Leuchten (9%), und Elektrowarmwassergeäten (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.

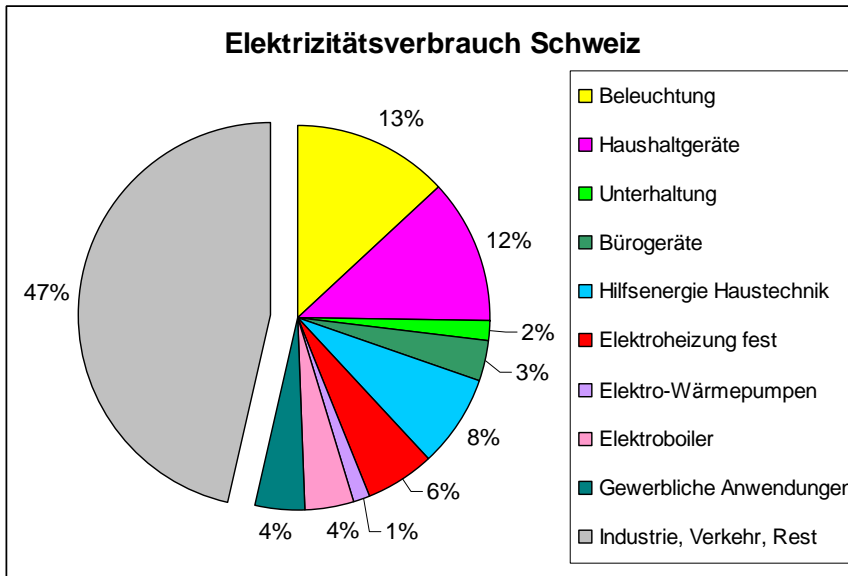


Abbildung 11: Stromverbrauch der Schweiz (Nipkow et al. 2005)

Jüngere Untersuchungen zeigen, dass damit die Möglichkeiten effizienter Stromnutzung längst nicht ausgeschöpft sind.¹⁸ Zu den Verbesserungen der Geräte gesellt sich das Einsparpotenzial durch Systemoptimierung, durch die optimale Planung und Steuerung von Anlagen usw. Ab 2020 wird deshalb eine weitere Steigerung der Energieeinsparung um 2% – zuzüglich zu den 6,1 TWh der Bestgeräte-Strategie – unterstellt.

Reduktion der Standby-Verluste

Gemäss Schätzungen belaufen sich die Standby-Verluste auf über 5% des Elektrizitätsverbrauchs. Je nach Definition der Leerlaufverluste kann dieser Anteil noch viel höher sein, etwa wenn unnötige Warmhaltung z.B. von Kaffeemaschinen oder unnötiger Betrieb von Haustechnikanlagen berücksichtigt wird. Die Reduktions-Potentiale sind bekannt, werden aber aus verschiedenen Gründen nicht umgesetzt.

Beispiele: Sparsame Netzteile von elektronischen Geräten, Ausschalt-Automatik für Büro- und Unterhaltungselektronik, Kaffeemaschinen, Präsenzmelder und Bedarfs-Sensoren für Beleuchtung und weitere Haustechnikanlagen.

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

¹⁸ Jürg Nipkow, Conrad U. Brunner: Energie effizient nutzen, Perspektiven des Elektrizitätsverbrauchs, Bulletin SEV/VSE 9/05

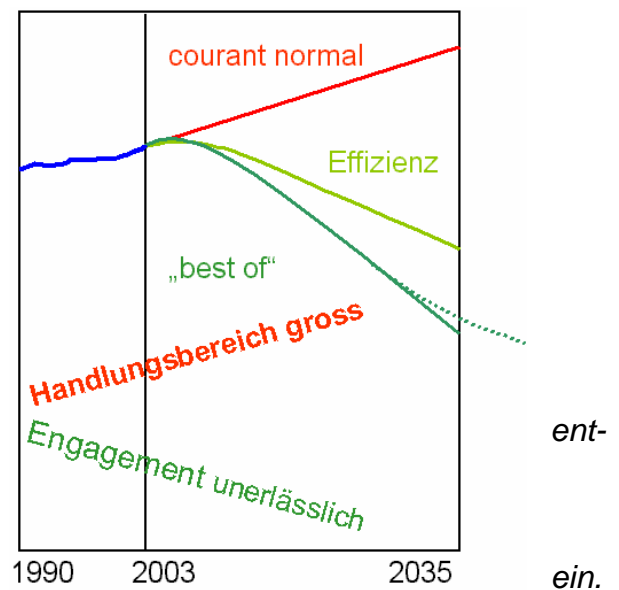
Entwicklungsszenarien

(der folgende Abschnitt wurde wörtlich übernommen aus Nipkow/Brunner 2005):

Unter Energiefachleuten ist ein altes "Spiel" bekannt: rechnet man den Effekt aller verfügbaren Effizienztechniken auf die Elektrizitätsanwendungen der Schweiz hoch, so resultiert ein Einsparpotenzial von mindestens 30%. Alle wissen, dass es nicht kurzfristig realisierbar ist. Deshalb werden Szenarien mit verschiedenen Voraussetzungen durchgerechnet, z.B. für den Bereich Seriengeräte. Eine der wichtigsten, aber tatsächlich nicht bekannten Randbedingungen ist das eingangs erwähnte Wachstum von Flächen, Bevölkerung, Wirtschaft und Ansprüchen etc.. Letztlich ist die Perspektive des Elektrizitätsverbrauchs eine Art Wettlauf zwischen "unbeeinflusstem Wachstum" und der Umsetzung der – verfügbaren – Effizienztechniken. In diesem Feld lassen sich aus heutiger Sicht qualitativ die drei Szenarien für die Entwicklung bis zum Jahr 2035 gemäss **Abbildung 12**:

- Szenario courant normal (+0,5% p.a.): Energie-Etikette, wenig zusätzliche Information, keine Technologieförderung, keine Preissteigerung, etc.
- Szenario Effizienz (– 1% p.a.): Gezielte Entwicklungs- und Marketingförderung sowie Anreize für Effizienzprodukte.
- Szenario „best of“ (– 2% p.a.): Zulassungsbeschränkungen, Bonus/Malus, vermehrte Förderung von Entwicklungen, aufwändiges Marketing, etc.

Die grafische Darstellung zeigt die riesige Spanne der denkbaren Entwicklungen. Dem sprechend sind die nötigen Anstrengungen zur Umsetzung nur schon des Szenarios "Effizienz" einzuschätzen! In den folgenden Abschnitten gehen wir auf Hemmnisse und Massnahmen



3.2. Ersatz von Elektroheizungen/-Boiler durch Wärmepumpen

Tabelle 11 Stromerzeugung aus eingesparten Elektroheizungen	
Stromverbrauch 2004	6132 GWh
Abnahme bis 2020 (Bestgerätestrategie)	3882 GWh
Abnahme über das Bestgeräte-Programm hinaus	2717 GWh
Voraussichtlicher Stromverbrauch 2020	1165 GWh
Quellen	Datengrundlagen: Prognos ¹⁹ Schätzung ab 2020: Eigene Berechnung

Bei den Elektroheizungen wird angenommen, dass die im Bestgeräte-Szenario verbleibenden Elektroheizungen und Boiler (Verbrauch 2020: 3882 GWh) bis 2020 vollständig durch Wärmepumpen ersetzt werden. Diese Umstellung ist wirtschaftlich betrachtet ein gutes Geschäft, denn die Beteiligten sparen Geld und Energie. Trotzdem ist es falsch zu glauben, eine solche Umstrukturierung, wiewohl rentabel, sei ein Selbstläufer, denn es gibt Markthindernisse:

- Fehlende Informationen, Mangel an Kapital
- Mieter-/Vermieter-Konstellationen, die den Investor für die verbesserte Energieeffizienz nicht belohnen.
- Externalitäten werden in der Marktwirtschaft nicht internalisiert.

Deshalb braucht es ein breit angelegtes Gebäudemodernisierungs-Programm, das mit verstärkten Anreizen oder Sanierungsvorschriften die Potentiale ausreizt.

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 Eliminierung ineffizienter Elektroheizungen sollte deshalb bis 2020 zu erreichen sein, wenn sie mit dem gleichen Engagement verfolgt wird wie die Umstellung von Ölheizungen auf Wärmepumpen.

¹⁹ 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

4. Stromerzeugung aus CO₂-neutraler Wärmekraft-Kopplung

Stromerzeugung 2004	1673 GWh
Leistung 2004	454 MW _e
Zunahme bis 2020	8121 GWh
Voraussichtliche Stromerzeugung 2020	9794 GWh
Quellen	Eigene Schätzung. Literatur: Bundesamt für Energie: Thermische Stromproduktion und Wärmekraftkoppelung in der Schweiz 1990 bis 2002, Bern 2002

4.1. Was ist Wärmekraft-Kopplung?

Wärmekraftkopplungs-(WKK)-Anlagen produzieren elektrische Energie, wobei die anfallende Abwärme für Heizzwecke genutzt wird. Da die verfügbare Abwärme vollständig genutzt werden kann, können hohe Gesamtwirkungsgrade erzielt werden, die den Wirkungsgrad von Kraftwerken „auf der grünen Wiese“ oder von konventionellen Gasfeuerungen weit übersteigen.²⁰

Die dezentrale WKK-Stromproduktion ermöglicht den Antrieb von Elektro-Wärmepumpen und den Einsatz anderer sogenannter Elektro-Thermo-Verstärkungsprozesse (z.B. Wärmerückgewinnung bei Lüftungsanlagen und gewerblichen Kälteanlagen, Elektrofahrzeuge). Die Kombination von WKK-Anlagen und Elektro-Thermo-Verstärkern ermöglicht im Vergleich zu modernen konventionellen Feuerungen markante Energie- und Luftschadstoffeinsparungen bis zu 40 %.

Aus dem WKK-Bericht des BFE²¹:

Die kleineren WKK-Anlagen bis 1 MW elektrischer Leistung haben ab Mitte der achtziger Jahre eine starke Zunahme erfahren. Die Klein-WKK-Anlagen werden seit 1991 statistisch erfasst und umfassen folgende Technologien:

- **Blockheizkraftwerke (BHKW)** mit Gas-, Diesel- und Zündstrahlmotoren
- **Wärmepumpen**, welche mit Gas-, Diesel- und Zündstrahlmotoren angetrieben werden
- **Mit Gasmotoren angetriebene Gebläse** in Kläranlagen
- **Total-Energie-Anlagen (TEA)**, die eine Kombination aus Gasmotor, Elektrogenerator und Wärmepumpe darstellen
- **Gasturbinen** unter 1 MW elektrischer Leistung
- **Neue Technologien (Brennstoffzellen, Stirlingmotoren usw.)**

Als Gross-WKK-Anlagen werden folgende Technologien bezeichnet:

• **Dampfturbinen:** Es kann zwischen folgenden Dampfturbinen-Typen unterschieden werden: Entnahme-Gegendruckanlagen, Gegendruckanlagen, Entnahme- Kondensations-Anlagen. Reine Kondensationsanlagen werden nicht erfasst, da die anfallende Wärme nicht genutzt wird und es sich folglich nicht um WKK-Anlagen handelt.

• **Gasturbinen** (ab 1 MW elektrischer Leistung)

• **Kombianlagen:**

Bei Kombiheizkraftwerken wird einer Gasturbine ein Hochdruckabhitzekeessel mit Dampfturbine nachgeschaltet. Dadurch kann ein höherer elektrischer Wirkungsgrad erzielt werden.

²⁰ Wird statt eines konventionellen Gasofens das Erdgas zuerst in einer Wärmekraft-Kopplungsanlage eingesetzt und die erzeugte Elektrizität nachher teilweise oder ganz in einer Wärmepumpe eingesetzt, kann auch die Wärmeleistung vervielfacht werden.

²¹ Bundesamt für Energie: Thermische Stromproduktion und Wärmekraftkoppelung in der Schweiz 1990 bis 2002, Bern 2002

4.2. Die aktuelle Rolle der Wärmekraft-Kopplung in der Schweiz

Die elektrische Leistung aller WKK-Anlagen betrug Ende 2001 rund 490 MW.²² In den letzten 10 Jahren ist eine deutliche Leistungssteigerung zu beobachten.

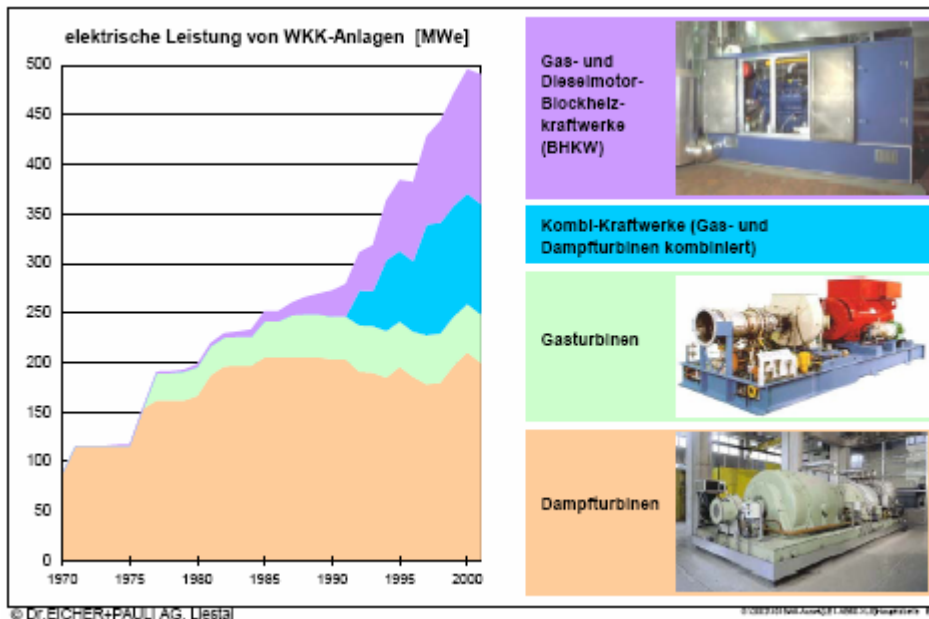


Abbildung 13: Thermische Stromproduktion und Wärmekraftkoppelung in der Schweiz 1990 bis 2002,

		Nr.	Anlagenkategorie	Anzahl Anlagen Ende 2001	Inst. el. Leist. Ende 2001 [MWe]	Stromproduktion 2001 GWh %	
Thermische Stromproduktion	Gross-WKK	T1	diverse therm. Stromerzeuger	20	75.0	16 1%	
		T2	Vouvry (stillgelegt 30.9.1999)	0	0.0	0 0%	
		T3	Deponiegasverstromung	7	6.6	38 1%	
		T4	Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA ohne WKK*)	23	225.6	1'217 42%	
		Subtotal Nicht-WKK-Anlagen			50	307.2	1'271 44%
	Wärmekraftkopplung	Gross-WKK	W1	Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA mit WKK*)	3	36.6	129 4%
			W2	Industrie**	23	247.9	883 30%
			W3	Fernheizkraftwerke**	8	74.5	109 4%
		Klein-WKK	W4	stromproduzier. Klein-WKK (Blockheizkraftwerke und Gasturbinen < 1MW)	944	131.5	512 18%
			W5	nicht stromprod. Klein-WKK (Gas-/Dieselmotor-Wärmepumpen)	(53)	0.0	0 0%
		Subtotal WKK-Anlagen (ohne W5)		978	490.6	1'633 56%	
Total gesamte thermische Stromproduktion				1'028	797.9	2'904 100%	

Kommentare:

* Definition der Wärmekraftkopplungs(WKK)-Anlagen im Rahmen dieser Statistik: $ETA_{tot} \geq 60\%$ und $ETA_{el} \geq 5\%$

** ohne Gas-/Dieselmotoren-Blockheizkraftwerke (diese sind bei den stromprod. Klein-WKK-Anlagen erfasst)

²² Bundesamt für Energie: Thermische Stromproduktion und Wärmekraftkoppelung in der Schweiz 1990 bis 2002, Bern 2002

4.3. Der WKK-Beitrag bis 2030

Werden die Einspeisevergütungen im Zuge der Strommarktöffnung und steigender Strompreisnotierungen marktkonform angepasst, ergibt sich die Möglichkeit, ohne Steigerung des Verbrauchs fossiler Energieträger eine erhebliche Steigerung des Wirkungsgrades zu erreichen.

Tabelle 13: Stromerzeugung aus Wärmekraft-Kopplung mittels Erdgas

Jahr	Nettoimport Erdgas	Gasanteil für Produktion aus WKK (ansteigend ab 2008-2020, max.50% Import ohne WKK/Fernwärme 2004)	Zusatzproduktion Strom aus neuen WKK	Leistung neue WKK MW	Zusatzverbrauch für Wärmepumpen GWh	Zusatzleistung WP MW	Stromerzeugung für andere Zwecke GWh	Wärmeproduktion durch neue Wärmepumpen (Jahres-Arbeitsziffer 4,0) GWh	Öleinsparung in Tonnen	
2005	32539		0							
2006	33585		0							
2007	34664		0							
2008	35778	0.08	1355	515	119	170	39	345	680	67'962
2009	36928	0.16	2802	1065	246	351	81	713	1405	140'539
2010	38115	0.24	4345	1651	382	545	126	1106	2180	217'951
2011	39339	0.32	5989	2276	527	751	174	1525	3004	300'431
2012	40604	0.40	7740	2941	681	971	225	1971	3882	388'221
2013	41908	0.48	9601	3648	845	1204	279	2444	4816	481'574
2014	43255	0.56	11578	4400	1018	1452	336	2948	5808	580'751
2015	44645	0.64	13677	5197	1203	1715	397	3482	6860	686'027
2016	44645	0.72	15386	5847	1353	1929	447	3917	7718	771'780
2017	44645	0.80	17096	6496	1504	2144	496	4353	8575	857'534
2018	44645	0.88	18806	7146	1654	2358	546	4788	9433	943'287
2019	44645	0.96	20515	7796	1805	2573	596	5223	10290	1'029'040
2020	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2021	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2022	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2023	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2024	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2025	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2026	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2027	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2028	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2029	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917
2030	44645	1.00	21370	8121	1880	2680	620	5441	10719	1'071'917

Grundlagen des Szenarios

- Der Gasimport steigt weiter um 3,2% pro Jahr (Mittel 1995-2004) und stagniert erst ab 2015 bis 2030 bei 32,5 TWh.
- Ab 2008 wächst die Rolle der Wärmekraft-Kopplung. Bis 2020 wird die Hälfte des Gasverbrauchs, der nicht bereits schon vor 2005 für Wärmekraft-Kopplung genutzt wurde, in Wärmekraft-Kopplungs-Anlagen genutzt.
- Für diese Stromerzeugung stehen folgende Energiewandler zur Verfügung:
 - Kleine WKK-Einheiten, zB. Typ Swissmotor,
 - Mikro-Gasturbinen,
 - Gasturbinen
 - Brennstoffzellen
 - Stirlingmotoren
- Der „Swissmotor“ erreicht einen Wirkungsgrad von 38%.²³ In der Leistungsklasse ab ca. 120 kW_e konzentriert sich die Nutzung von WKK auf Mehrfamilienhäuser. Industrie- und Infrastrukturanlagen (Fabriken, Bürogebäude, Schulen, Spitäler).
- Es wird mit einer mittleren Jahresleistung während 4320 Stunden (Wintermonate) gerechnet. Bei den industriellen WKK-Anlagen dürfte die Nutzungszeit grösser, bei Mehrfamilienhäusern mit ergänzender solarer Zusatzheizung (vorab für Warmwasser) dürfte die Jahresnutzungsdauer evtl. etwas tiefer liegen, in Industriebetrieben aber wesentlich höher.

²³ Verband Schweizerische Gasindustrie VSG, Jahresbericht 2004 S. 12

- Die Stromerzeugung aus WKK (Erdgas) versechsfacht sich so bis 2020 von 1673 GWh²⁴ (2004) auf 9794 GWh (2020). Die Stromerzeugung aus Erdgas steigt damit um 8100 GWh.
- Die installierte Leistung steigt von 490 MW (2002) um 1880 MW auf über 2300 MW.

Da in modernen Gas-Kombi-Kraftwerken Wirkungsgrade von über 55% erzeugt werden, ist der Wirkungsgrad von 38% (nachgewiesen beim Swissmotor) plausibel.

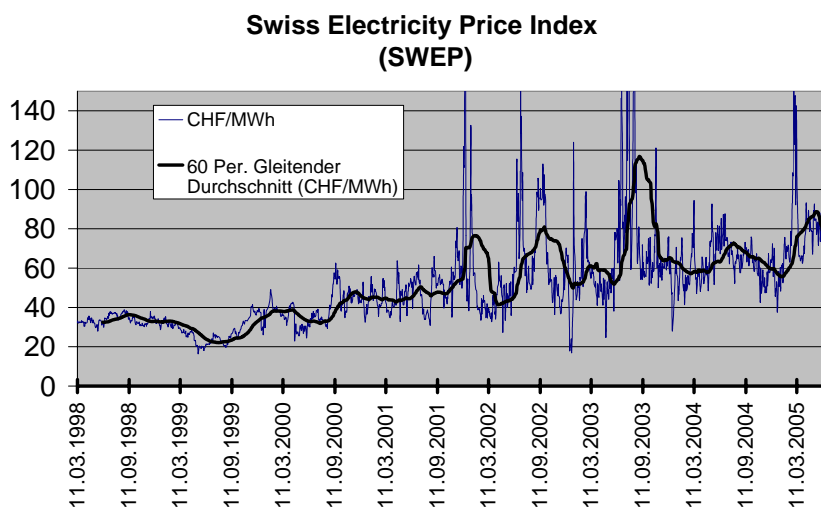
Gas-Grosskraftwerke oder Wärmekraft-Kopplung?

Zwischen der Nutzung von Erdgas in Gross- und Kleinanlagen besteht ein gewisser Zielkonflikt:

- Grossanlagen erreichen einen höheren elektrischen Wirkungsgrad (ca.55%). Das Problem liegt in der ungesicherten bzw. teureren Verwertung der anfallenden Abwärme. Wegen der grösseren Transportwege und teurerer Fernwärmenetze wird in Gasgrosskraftwerken äufig nur ein kleiner Teil der Abwärme genutzt. Grossanlagen erfordern zur Neutralisierung der CO₂-Emissionen viel grössere Investitionen in Wärmepumpen als kleine Wärmekraft-Kopplungsanlagen.
- Kleinanlagen können überall dort wärmegeführt betrieben werden, wo ein Wärmenutzer vorhanden ist. Sie lassen sich auch einfacher ins Gasnetz und ins Stromnetz integrieren, verfügen aber bei der Stromerzeugung über einen etwas tieferen elektrischen Wirkungsgrad (35-40%).

Unter ökologischen Gesichtspunkten sind kleine WKK-Anlagen für die Schweiz eher zu empfehlen als Grosskraftwerke.

Abbildung 14: Swiss Electricity Price Index (SWEP)



Regulatorisches Umfeld

Dank höheren Wärmekosten und steigenden Strompreisen ist eine Kombi-nutzung von Erdgas attraktiver als in den neunziger Jahren. Zudem muss auf der Stromerzeugung zum Eigenverbrauch in Zukunft keine Netznutzungsgebühr entrichtet werden.²⁵ Die Bedeutung der Wärmekraft-Kopplung dürfte deshalb zunehmen. Gesetzlich verbesserte Einspeisevergütun-

²⁴ Ein Teil der Stromerzeugung aus Wärmekraft-Kopplung stammt auch aus Diesel- und KVA-Aggregaten. Die einzelnen Anteile sind in der Gesamtenergiestatistik nicht aufgeschlüsselt. Die Zubauten, die im Modell gerechnet werden, werden allein dem Erdgas zugeschrieben. Die Nutzung von Biogas und KVA wird separat elaboriert.

²⁵ Stromversorgungsgesetz Art. 14.2., Ausspeisepunktmodell enthält keine Netznutzungs-komponente für Erzeuger. In Art. 15 Abs. 4b ist das Nettoprinzip der Kostenwälzung gemeint, welches die dezentrale Einspeisungen fördert, indem sich durch diese Einspeisung das Netznutzungsentgelt reduziert.

gen für Strom aus WKK oder das Recht auf net metering (der Zähler läuft rückwärts) können die Attraktivität von WKK-Anlagen weiter verbessern.²⁶

Die Grosshandelspreise für Elektrizität lagen in den 90er Jahren lange unter 5 Rp./kWh. In jüngerer Zeit hat sich dies verändert.

4.4. Neutralisierung der CO₂-Emissionen

Die Stromerzeugung in Wärmekraft-Kopplungs-Anlagen erhöht zwar auf den ersten Blick den Verbrauch fossiler Energien. Doch dieser Effekt kann kompensiert werden, wenn (mindestens) ein Drittel der Stromerzeugung für Wärmepumpen eingesetzt wird, die wiederum Ölheizungen (oder Gasheizungen ohne WKK) ersetzen (Variante C unten, CO₂-neutral).

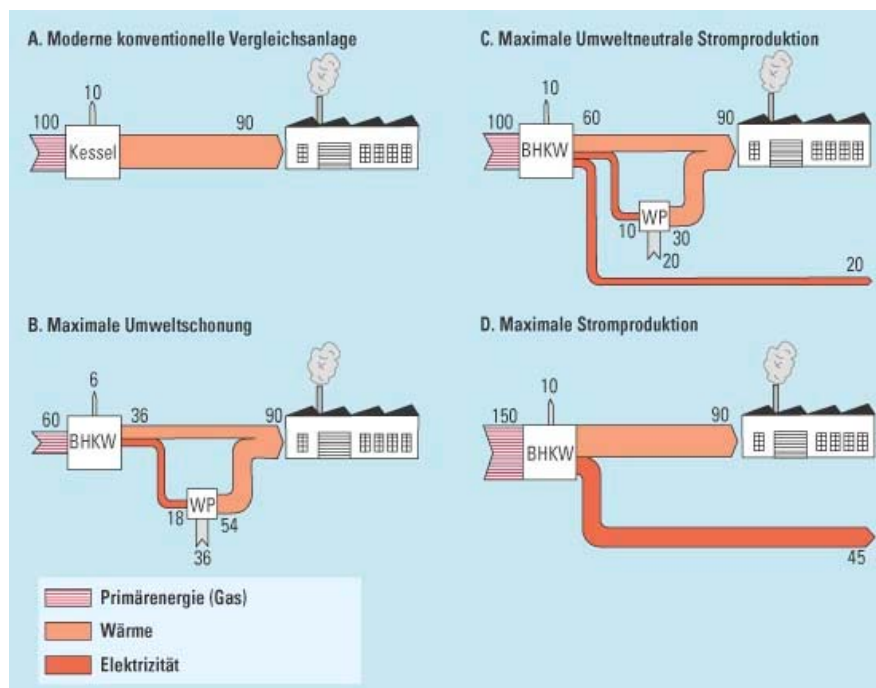


Abbildung 15: Wärmekraft-Kopplung im Vergleich (Grafik BFE)²⁷

Um die CO₂-neutrale Stromerzeugung abzusichern, müssen folgende Bedingungen erfüllt sein:

- Ein Drittel der Stromerzeugung aus Erdgas wird für den Betrieb von Wärmepumpen (Annahme: Arbeitsziffer 4,0) verwendet. Diese ersetzen in erster Linie Ölheizungen²⁸, die durch den Anstieg der Ölpreise und wegen der Luftreinhaltebestimmungen ersetzt werden müssen. Der Ölverbrauch lässt sich so um 1,07 Mio. Tonnen senken. Dies entspricht 9,1% des gesamten Ölverbrauchs im Jahre 2004 oder 20% des Brennstoffverbrauchs von Heizöl.
- Nicht beziffert in diesen CO₂-Reduktionen ist der Minderverbrauch an fossilen Brennstoffen, der durch die Nutzung neuer Holzöfen (anstelle von Ölheizungen) oder durch bessere Baustandards (Minergie) einher geht. Häufig erfolgt die Installation von Wärmepumpen bei der Gesamt-Sanierung eines Gebäudes. Neue Heizanlagen kommen dann mit kleineren Kapazitäten aus.
- Nicht berücksichtigt sind mögliche weitere CO₂-Reduktionen durch Verbesserungen der Arbeitsziffern von Wärmepumpen.

²⁶ Dazu müsste evtl. Art. 7 Absatz 2 des Energiegesetzes wie folgt angepasst werden (Änderungen unterstrichen): Bei Elektrizität, die aus mit fossilen Energieträgern betriebenen Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen gewonnen wird, richtet sich die Vergütung nach markt-orientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie auf der Spannungsebene der Einspeisung.

²⁷ Daten aus: schweizerisches Bundesamt für Konjunkturfragen (Ravel): Elektrizität im Wärmesektor, Bern 1991

²⁸ oder konventionelle Gasheizungen

Die Kapazität der Wärmepumpen müsste bei dieser Wärmekraft-Kopplungs-Strategie von derzeit 1314 MW bis 2020/2030 um 1880 MW gesteigert werden, was einer Erhöhung um 143 % entspricht. Die Chancen dafür sind durchaus gegeben, vielleicht wird das Ziel schon viel früher erreicht. Zwischen 1990 und 2004 stieg die Leistung der Wärmepumpen von 823 MW auf 1314 MW. Im Jahre 2004 waren 87'000 Wärmepumpen in Betrieb.

Eine WKK-Strategie hat eine Reihe von Vorteilen:

- Die Anlagen können dank einheimischem know how weitgehend in der Schweiz hergestellt werden.
- Die Wertschöpfung und die Gesamt-Energieeffizienz steigen.
- Die Nutzung von importierten Primärenergien aus Krisengebieten (Öl) verringert sich.
- Eine dezentrale Strukturierung der Stromerzeugung verbessert die Versorgungssicherheit.
- Bei steigendem Stromverbrauch reduzieren Wärmekraft-Kopplungs-Anlagen den Bedarf an Netzausbauten. Sie tragen damit zur Kostenminderung aller Verbraucher bei.

Wärmepumpen in der Schweiz

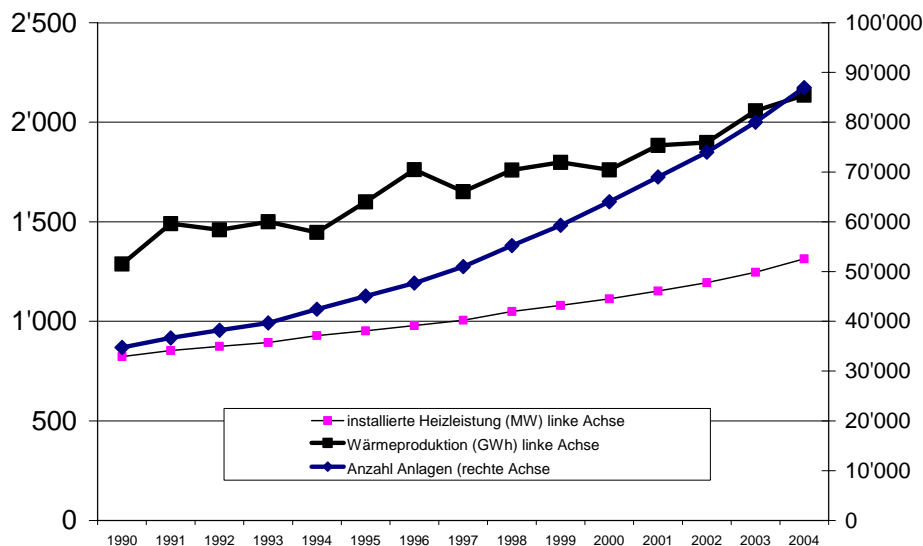


Abbildung 16: Entwicklung der Anzahl und der Leistung von Wärmepumpen in der Schweiz

5. Die Rolle der Atomenergie

Das vorliegende Papier beschäftigt sich mit den Ersatzstrategien für Atomkraftwerke. Mit der Reduktion von Atomrisiken wird die Schweiz sicherer.

Dies gilt sowohl für die Risiken einer radioaktiven Verstrahlung als auch punkto Versorgungssicherheit. Atomenergie ist ein Klumpenrisiko. Bei einem grossen Unfall oder einem Terroranschlag mit nachfolgender Schliessung einer Vielzahl von Anlagen („Domino-Theorie“) steht die Versorgungssicherheit der Schweiz stets latent auf dem Spiel. Nur eine breite Diversifikation der Stromerzeugung und die Nutzung von erneuerbaren, unerschöpflichen Energien bringt echte Versorgungssicherheit.

Die Atombranche versucht, die Laufzeiten der bestehenden Werke zu verlängern. Dies führt zu wachsenden Sicherheitsdefiziten. Das Interesse von privaten Investoren an neuen Atomkraftwerken hält sich bisher in Grenzen. Es sind staatliche, marktmächtige Stromkonzerne, die dank Monopolgewinnen der Atom-Philosophie frönen. Trotz den Ausbauprogrammen in China und Indien ist der Marktanteil der Atomenergie global rückläufig, während die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stark ansteigt.

Unsere Forderung nach einem Verzicht auf neue Atomkraftwerke ergibt sich aus technischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Gründen, die nur summarisch erwähnt werden:

- Technisch gesehen sind die entscheidenden **Sicherheitsrisiken der Atomenergie – Unfallrisiken, fehlende Haftpflichtversicherung, lang strahlende hoch-radioaktive Abfälle, Proliferation, Emissionen in kleinen Dosen auch bei Normalbetrieb**²⁹ – nach wie vor ungelöst. Die Atomenergie erweist sich wegen diesen externalisierten Kosten als die am stärksten subventionierte Form der Stromerzeugung weltweit.
- Als neues Risiko gesellt sich die **Terror-Gefahr** dazu, welche bestehende Anlagen, Atomtransporte und Zwischenlager treffen kann.
- **Personell** gesehen fehlt es der Atomwirtschaft an jungem, motiviertem Personal. Das Studium der Kernphysik vermag nur noch wenige Menschen zu begeistern; die erneuerbaren Energien erweisen sich als attraktiver. Dadurch wird der Betrieb der Atomkraftwerke erschwert, wenn nicht gefährdet.
- Der grosse Bedarf an **Kühlwasser** macht die Atomenergie in vielen Weltgegenden unattraktiv. Trockenheiten ebenso wie die Gefahr von Überflutungen werden zum Betriebsrisiko, das auch in der Schweiz und in Frankreich Abschaltungen erzwungen hat.³⁰
- Die **Ressourcenbasis** der Atomenergie ist – wie die Verdreifachung der Urankosten zeigt – in wachsendem Masse ungesichert. Heutige Anlagen profitieren noch ca. 10 Jahre lang von militärischen Vorleistungen (Nutzung von Atombombenmaterial), das sich aber zunehmend erschöpft. Bei einer Renaissance der Atomindustrie wäre ein Übergang zu deutlich teureren und riskanteren Brennstoffen (Plutonium, Thorium, schwach konzentriertes Uran) unausweichlich.
- Mit der Atomenergie wächst die **Auslandabhängigkeit** der Stromerzeugung. Dazu gehören die Uran-Gewinnung, die Brennstoff-Aufbereitung, der Bau der Reaktoren, die Konditionierung der Brennstäbe nach deren Gebrauch und mithin die Personalbasis.
- Die Öffnung der Strommärkte hat zur Folge, dass kapitalintensive Technologien mit langen Abschreibungsfristen unrentabel werden, wenn sie in den ersten Jahrzehnten nicht quersubventioniert werden können. Investoren in Atomkraftwerke tragen ein erhebliches **Kostenrisiko**, das sie nicht mehr wie bisher auf Dritte (Staat, Kleinkonsumenten) überwälzen können.
- Bisher wurden namhafte Kosten der Atomwirtschaft, insbesondere die Defizite der Herstellung und Wiederaufarbeitung von Brennstäben mit **staatlichen Mitteln** finanziert. Dies wird in Zukunft aus wettbewerbsrechtlichen Gründen schwieriger zu werden, wie die Klage von EREF bei der europäischen Union gegen die Finanzierungsmodalitäten des französisch/finnischen Atomreaktors belegt.³¹

²⁹ Diese fallen vor allem bei der Urangewinnung und der Aufbereitung der Brennstäbe an.

³⁰ Ole von Uexküll: Energy and Water, Exploring the Relationship Between Energy and Water, <http://www.rmi.org/sitepages/pid1141.php>

³¹ Die European Renewable Energies Foundation (EREF) hat bei der Europäischen Kommission eine Untersuchung verlangt, weil die offiziell günstigen Kosten des finnischen Euro-Reaktors 3,2 Mrd.€ nur mit einer Vielzahl direkter und indirekter staatlicher Beihilfen erreicht wird. Die EREF-Klage an die EU Kommission spricht von „serious and orchestrated concertation and action“ aiming „to reduce economic risks related to the projects...to a level which is unheard of in any power plant deal or any energy supply since liberalization of the energy

- Wirtschaftlich waren neue Atomkraftwerke stets mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden. Die angebliche Verbilligung der Reaktoren ist nicht nachgewiesen und basiert auf der Annahme grosser Stückzahlen. Das letzte in Europa fertig gestellte Atomkraftwerk mit transparenter Rechnung, Sizewell B in Grossbritannien mit 1258 MW Leistung, kostete 5 Mrd. € oder über 7,5 Mrd. SFr. (6000 SFr. /MW).³² Die Kosten von Leibstadt beliefen sich laut Hersteller auf 4,8 Mrd. SFr. (SFr. von 1984) oder real auf 6.96 Mrd. in SFr. von 2004³³.
- Notwendige Vorkehrungen gegen Terroranschläge dürften die neuen Reaktoren weiter verteuern und die suggerierten Verbilligungen mindestens teilweise rückgängig machen.

International gesehen stiehlt die Windenergie der Atomenergie zunehmend die Show. Dies gilt nicht nur für Europa, wo derzeit pro Jahr rund 6000 MW Windenergie in Betrieb gehen, sondern auch für Länder wie China, Indien und Brasilien, wo bessere Rahmenbedingungen und enorme Potentiale den Ausbau beschleunigen.

Die Risiken der Atomenergie wurden in vielen Ländern in Kauf genommen, weil es die Atom-Lobby immer wieder verstanden hat, eine vermeintliche Unersetzlichkeit zu suggerieren. Je mehr aber die Windenergie zulegt, und sich durch begleitenden technischen Wandel (HGÜ-Leitungen, Speicherung) Marktanteile von 30-50% erschliesst (wie in Dänemark, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern usw.), desto unglaubwürdiger wird die „Unersetzlichkeit“ der Atomenergie. Länder wie Dänemark, Deutschland, Italien, Spanien, Portugal und Österreich beweisen täglich, dass der Beitrag der erneuerbaren Energien gesteigert werden kann, sobald die obsessive Dominanz der Atomlobby einmal überwunden ist. Noch sind wir in der Schweiz noch nicht so weit, wie die systematische Obstruktion der grossen Elektrizitätswerke (Atel, Axpo, BKW) gegen geregelte Einspeisevergütungen zeigt. Doch die Dynamik im benachbarten Ausland lässt sich nicht länger übersehen.

Neue Atom-Gesetzgebung in der Schweiz

Schliesslich gelten in der Schweiz seit 2005 neue gesetzliche Rahmenbedingungen:

- Die Möglichkeit, AKW-Betreiber vor Bundesgericht zu verklagen, namentlich hinsichtlich der nicht gewährleisteten Sicherheit bei Unfällen und Terror.
- Die Möglichkeit, gegen neue Atomanlagen das Referendum zu ergreifen. Nein-Mehrheiten bei Referenden lassen sich bekanntlich leichter erzielen als Ja-Mehrheiten für Volksinitiativen.

Ohne Zweifel wird es Gruppierungen geben, die alle juristischen Möglichkeiten im neuen Kernenergiegesetz gegen das Grossrisiko Atomenergie ausschöpfen werden. Um die erneuerbaren Energien voran zu bringen bleibt kaum eine andere Wahl.

market in 1996“. Zum „Preis-Dumping“ gehören laut EREF Kostenübernahmen durch staatliche Hersteller-Firmen, Exportrisikogarantien und niedrig verzinsliche Kredite. So sind folgende Subventionen bekannt:

- Ein Darlehen der Bayrischen Landesbank (BLB) von 1,95 Mrd.€ zu einem Zins von 2,6%;
- Die Umgehung der EU-weiten Beschaffungsbestimmungen durch feste Abnahmeverträge
- Exportrisikogarantien der schwedischen und französischen Behörden

³² Steve Thomas: The economics of new nuclear power plants and electricity liberalisation: Lessons for Finland from British experience, Senior Research Fellow, Public Service International Research Unit (PSIRU), University of Greenwich

³³ Aufindexierung unter Verwendung des Landesindex der Konsumentenpreise.

6. Preise, Kosten und regulatorisches Umfeld

6.1. Entwicklung der Energiepreise

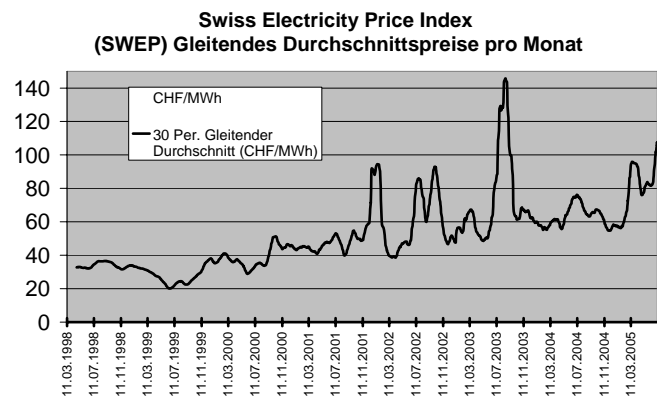
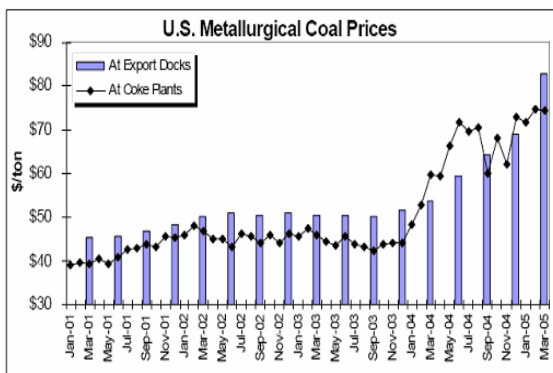
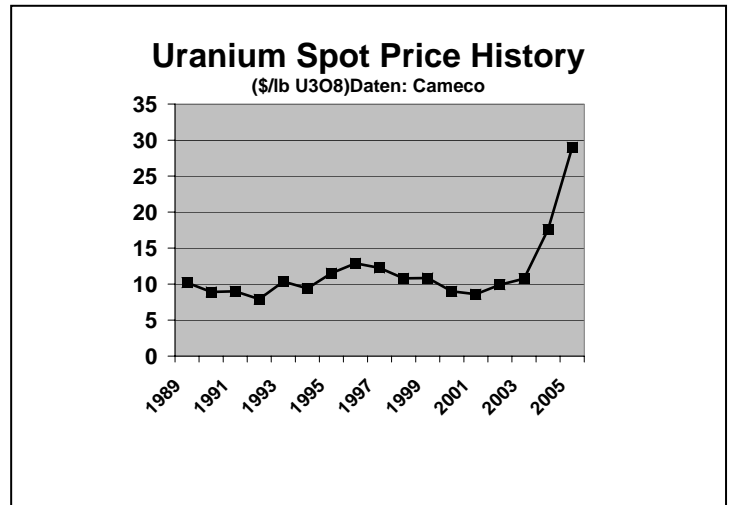
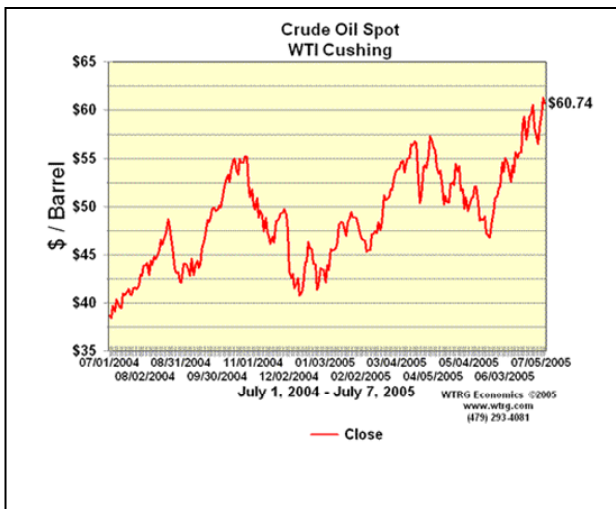


Abbildung 17, 18, 19, 20: Entwicklung der Ölpreise (\$ proBarrel), Uranpreise, Kohlepreise (USA) und der Strompreise

Die in jüngster Zeit haben steigende Preise für Erdöl, Gas, Kohle und Strom die Wettbewerbsposition der erneuerbaren Energien weltweit verbessert. Das Interesse zahlreicher Investoren ist geweckt, in manchen Ländern herrscht ein Boom. Windturbinen, Photovoltaik-Module, Holzpellet-Öfen und Wärmepumpen sind zum Teil auf lange Zeit hinaus ausverkauft, die Wachstumsraten sehr hoch.

Die Ölpreise ziehen auch die Gaspreise nach oben.³⁴ Dies beeinflusst auch die Kosten der Stromerzeugung, weil die Kohlenutzung – in Europa – wegen des Kyoto-Protokolls kaum erhöht werden darf (und weil selbst in den USA die Kohlepreise ansteigen).

³⁴ In der Schweiz sind alle Gasbezugsverträge an den Ölpreis gebunden (mdl. Angabe VSG)

6.2. Kosten und Nutzen der erneuerbaren Energien

Eine eigentliche Kostenschätzung des Szenarios ist hier aus verschiedenen Gründen nicht möglich:

- Die Netto-Kosten und –Nutzen einer Strategie mit Energieeffizienz und erneuerbaren Energien hängen von den erwarteten Konkurrenzkosten für Öl und Erdgas ab. Diesbezügliche Prognosen werden hier nicht erarbeitet.
- Alle Nutzungstechniken der erneuerbaren Energien werden dank Massenproduktion billiger.
- Bei einer Kostenschätzung der Szenarien müssten neben den **Kosten auch der Nutzen unterschiedlicher Investitionspfade** abgewogen werden. Dazu gehören namentlich:
 - Der Wegfall der Erstellungskosten von neuen Atomkraftwerken
 - Der Wegfall des Unfallrisikos für die Bevölkerung
 - Kosteneinsparungen dank Energieeffizienz
 - erhöhte Versorgungssicherheit dank Diversifikation
 - gemässigte Entwicklung der Netzkosten dank dezentraler Stromerzeugung
 - Die externen Kosten der Emissionen (Luft- und Bodenbelastung, Klimaschäden, Ernteschäden usw.)
 - Die Multiplikator-Effekte in der Schweiz dank einheimischen Energien und die Schaffung von Arbeitsplätzen, auch in Randgebieten (Biomasse, Wind)
 - Die Erschliessung neuer Exportmärkte
 - Die technologischen Lerneffekte und die wissenschaftlichen Multiplikator-Effekte im Bereich zukunftsfähiger Technologien

Zu beachten ist ein wichtiger Unterschied zu den in der Schweiz bisher genutzten Energieträgern Öl, Gas und Uran: **Alle hier postulierten erneuerbaren Technologien sind kostensicher.** Kostensicher bedeutet:

- sie nutzen verfügbare, erneuerbare inländische Primärenergien (Wind, Wasser, Erdwärme, Solarenergie, Biomasse)
- Die erneuerbaren Energien sind den zunehmenden Preis-Volatilitäten der nichterneuerbaren Energien nicht ausgesetzt. Zudem weisen sie nur geringe externe Kosten auf.
- sie führen bereits bestehende inländische Energie-Verbräuche (Kehricht, Erdgas, Biomasse) einer Zusatznutzung zu und verbessern damit die Effizienz bestehender Energienutzungen, was indirekt sogar eine Senkung der Kosten (insbesondere für Primärenergien) bewirkt.

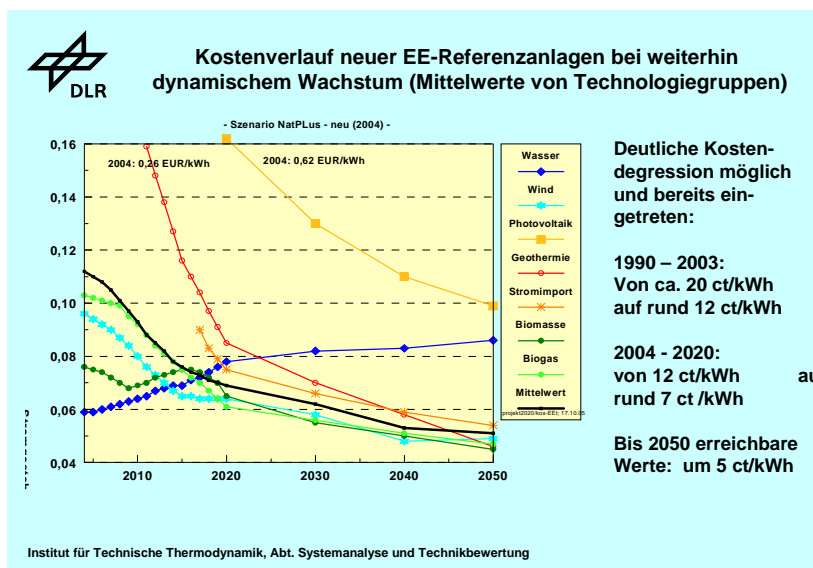


Abbildung 21: Kostenverlauf der deutschen Referenzanlagen mit erneuerbaren Energien

Die spezifischen Gestehungskosten der erneuerbaren Energien sinken.

Nach einem vorübergehenden Anstieg der gesamten Mehrkosten für die kostendeckende Vergütung wird in Deutschland ab 2015 eine Abnahme erwartet.

6.3. Regulatorisches Umfeld

Das hier publizierte Umstiegsszenario setzt auf bekannte Technologien und auf die Fortschreibung bestehender Trends im In- und Ausland. Im übrigen werden folgende gesetzlichen Rahmenbedingungen unterstellt:

- Befreiung dezentraler Stromerzeugung zum Eigenverbrauch von Netzgebühren³⁵
- Keine neuen Atomkraftwerke bis 2030, (Referendum muss gewonnen werden)
- Keine Betriebsverlängerungen > 40 Jahre (umstritten), keine weiteren Leistungserhöhungen, letzte Stilllegung bestehender Werke bis 2024 (optimistisch)
- Aufrechterhaltung der Wasserkraft, unter Einhaltung der Restwasservorschriften
- kostendeckende Vergütung für Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energien und der biogenen Anteilen am Kehricht gemäss Nationalratsbeschluss im Stromversorgungsgesetz.³⁶
- Vergütung der marktorientierter Beschaffungskosten für ins Netz eingespeisenen WKK-Strom (geltendes Energiegesetz Art. 7 Absatz 2)
- Risikogarantien für Geothermie-Anlagen (gemäss Stromversorgungsgesetz)

Erfolgreiche Beispiele ausländischer Technologieförderung

Mit dem Instrument der kostendeckenden Vergütung wird seit 1990 im Ausland erfolgreich operiert. Dänemark (1985), Deutschland (1990) und Spanien (1995) führten kostendeckende Vergütungen für Windenergie ein. Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in Deutschland wurde dieses erfolgreiche Modell auf alle erneuerbaren Energien ausgeweitet. Heute gehören diese Länder zu den erfolgreichsten Export-Nationen in diesem Bereich, während die Schweiz – ursprünglich ein erfolgreicher Pionier – die neuen Entwicklungen verschlafen hat.

Mehrkosten:

2,5 % vom Stromumsatz

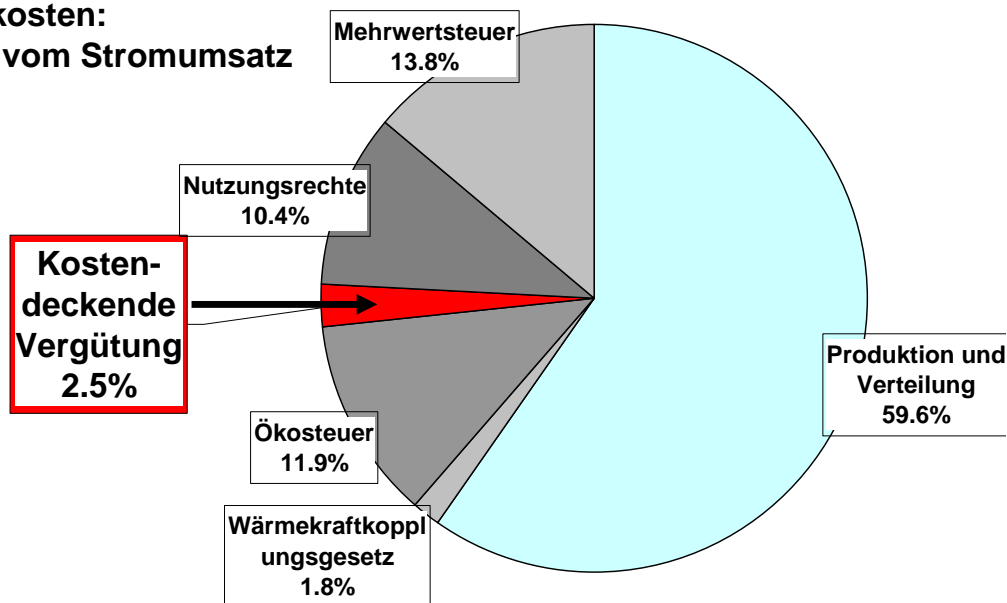


Abbildung 22: Mehrkosten der kostendeckenden Vergütung

Die kostendeckende Vergütung verteuert den Strom in Deutschland um 2,5%; die Kosten neuer Atomkraftwerke dürften eher höher liegen.

³⁵ Stromversorgungsgesetz Art. 14.2., Ausspeisepunktmodell enthält keine Netznutzungskomponente für Erzeuger. In Art. 15 Abs. 4b ist das Nettoprinzip der Kostenwälzung gemeint, welches die dezentrale Einspeisungen fördert, indem sich durch diese Einspeisung das Netznutzungsentgelt reduziert.

³⁶ Deckelung der Mehrkosten bei 0,3 Rp./kWh; keine Technik darf > 50% der Einspeisevergütungen erhalten.

- Die Stromerzeugung aus Kehrlicht, Biogas, Biomasse, Geothermie und Windenergie operieren heute schon zu vergleichsweise marktnahen Kosten
- Die noch teure Photovoltaik dürfte erst nach 2020 stark expandieren; Sicherungen gegen ein zu schnelles Wachstum sind im Stromversorgungsgesetz eingebaut;
- Die Einführungskosten verbilligen sich laufend, dank dem raschen Wachstum und den Kostensenkungen im Ausland, von denen auch die Schweiz profitieren kann.

Tabelle 14 Aktuelle Höhe der kostendeckenden Vergütung in Deutschland

Die nachfolgende Tabelle gibt wieder, welche Vergütungen derzeit für die neuen erneuerbaren Energien in Deutschland gelten:

Vergütung in der BRD in €-Cents/kWh	2005
Strom aus Biomasse-WKK Degression 1.5% pro Jahr	-
bis 150 kW	13.3
bis 500 kW	11.7
bis 5 MW	10.7
5 MW - 20 MW	10.2
Strom aus Deponiegas/Klärgas bis 500 kW	7.6
bis 5 MW und mehr	6.6
Strom aus Geothermie Degression 1% pro Jahr	-
bis 5 MW	14.9
bis 10 MW	13.9
bis 20 MW	8.9
ab 20 MW	7.1
Strom aus Windkraft, Degression 2% pro Jahr	-
onshore Basis	5.4
onshore erhöht (mind. 5 Jahre)	8.5
offshore Basis	6.2
offshore erhöht (erste 12 Jahre)	9.1
Strom aus kleiner Wasserkraft (keine Degression)	-
bis 500 kW	14.5
bis 5 MW	10.0
Solarstrom: Degression 5-6.5% pro Jahr	
Dach < 30 kW	54.5
Dach < 100 kW	51.9
Dach > 100 kW	51.3
Fassade < 30 kW	59.3
Fassade < 100 kW	56.6
Fassade > 100 kW	56.1
Freilandanlagen	45.7

Der Blick ins Ausland zeigt: Neue Technologien werden rasch rentabel. Die jährliche Preissenkung für Neuanlagen setzt massiven Druck auf der Kostenseite. In Deutschland gilt folgende Degression:

Windenergie	- 2 % pro Jahr
Biomasse	- 1,5% pro Jahr
Geothermie	- 1 % pro Jahr
Photovoltaik	- 5 % pro Jahr
Photovoltaik auf Freiflächen	-6,5 % pro Jahr

Diese Degression versteht sich nominal. Real ist die Absenkung noch um den Umfang der Jahreststeuerung erhöht.

Inzwischen wurden diese Vergütungsmodell in einem weiteren Dutzend EU-Länder, in China, der Türkei, in Brasilien und in einzelnen Bundesstaaten in Nordamerika kopiert. Überall führt die Einführung geregelter Vergütungen für Stromspeisungen unmittelbar zu einem Investitionsboom.

**Beispiel Windenergie:
spezifische Kosten um 55% gesenkt**
78 % Kostenreduktion bis 2020 – dank Kontinuität und guten Rahmenbedingungen

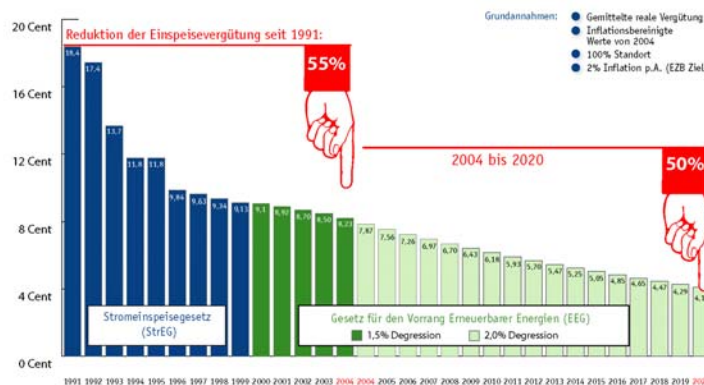
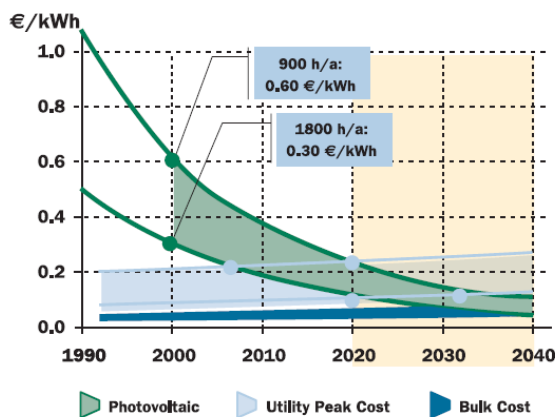


Abbildung 23: Absenkung der gesetzlichen Einspeisevergütungen für Windenergie in der Bundesrepublik Deutschland 1990-2020

Die Kostensenkungspotentiale sind heute alles andere als ausgeschöpft.

Figure 5: Generation costs of PV electricity²⁵



²⁵ EPIAC Towards an Effective Industrial Policy for PV (RWE Schott Solar)

Figure 3: Learning curve – PV module prices (per Watt) against cumulative shipment (in MW)¹⁸

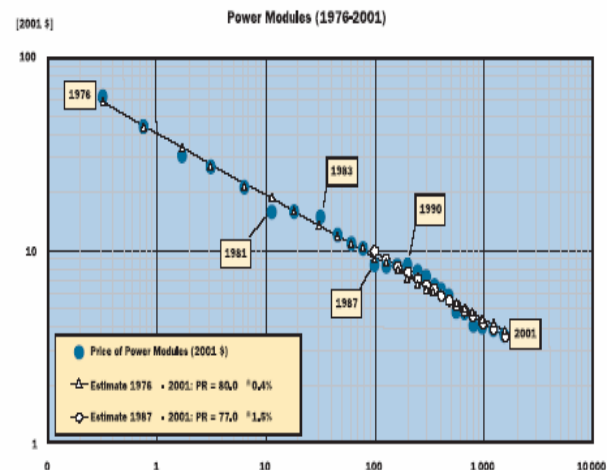


Abbildung 24 und 25: Entwicklung der Modulkosten Photovoltaik
(Quelle: European Commission 2005)³⁷

³⁷ EU-Kommission: A Vision for Photovoltaic Technology, Report by the Photovoltaic Technology Research Advisory Council (PV-TRAC), Brüssel 2005

Lernkurven zeigen: Bei jeder Verdoppelung der kumulierten Herstellungsmenge lassen sich die Kosten um einen im voraus bekannten Schätzwert absenken. Die Konkurrenzfähigkeit ist somit eine Frage der verkauften Menge und der Zeit.

Obstruktionspolitik der Elektrizitätswirtschaft

Um ihre Atomkraftwerke vor Opposition zu schützen hat die schweizerische Elektrizitätswirtschaft in den letzten Jahrzehnten erfolgreich Obstruktion gegen die Förderung von erneuerbaren Energien betrieben. Angemessene Vergütungen für neue Techniken werden bekämpft und verhindert (Ausnahme Basel-Stadt); dem Markteintritt von Konkurrenten (zB. mit WKK, solarer Warmwasservorwärmung) wurde mit Kampfpreisen (Dumping-Tarife) begegnet.

Die auf dem Mont Soleil und anderswo verwirklichten Demonstrations-Anlagen (Wind, Photovoltaik) dienen dem Eigen-Marketing und verhinderten die Entstehung von Rahmenbedingungen, die auch privaten Investoren die Realisierung von Anlagen erlaubte.

Seit 2004 versucht der Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE), getrieben von den grossen Atomkonzernen (Axpo, Atel, BKW) mit einem sogenannten Ausschreibemodell, die im Parlament beantragte kostendeckende Vergütung erneut zu hintertreiben.

Länder mit Quoten/Ausschreibungen und kostendeckender Vergütung (KV)

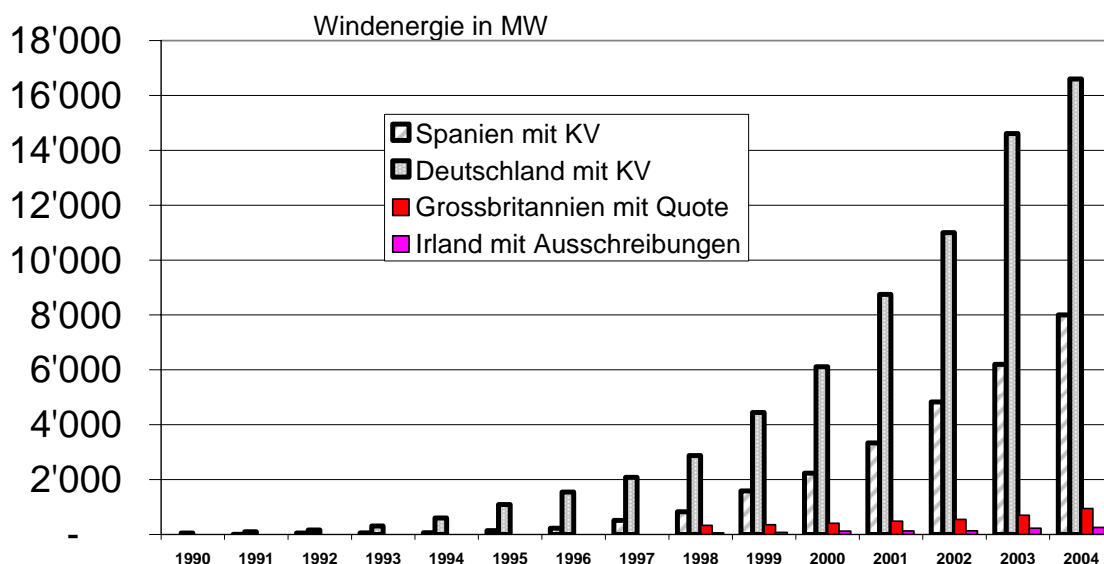
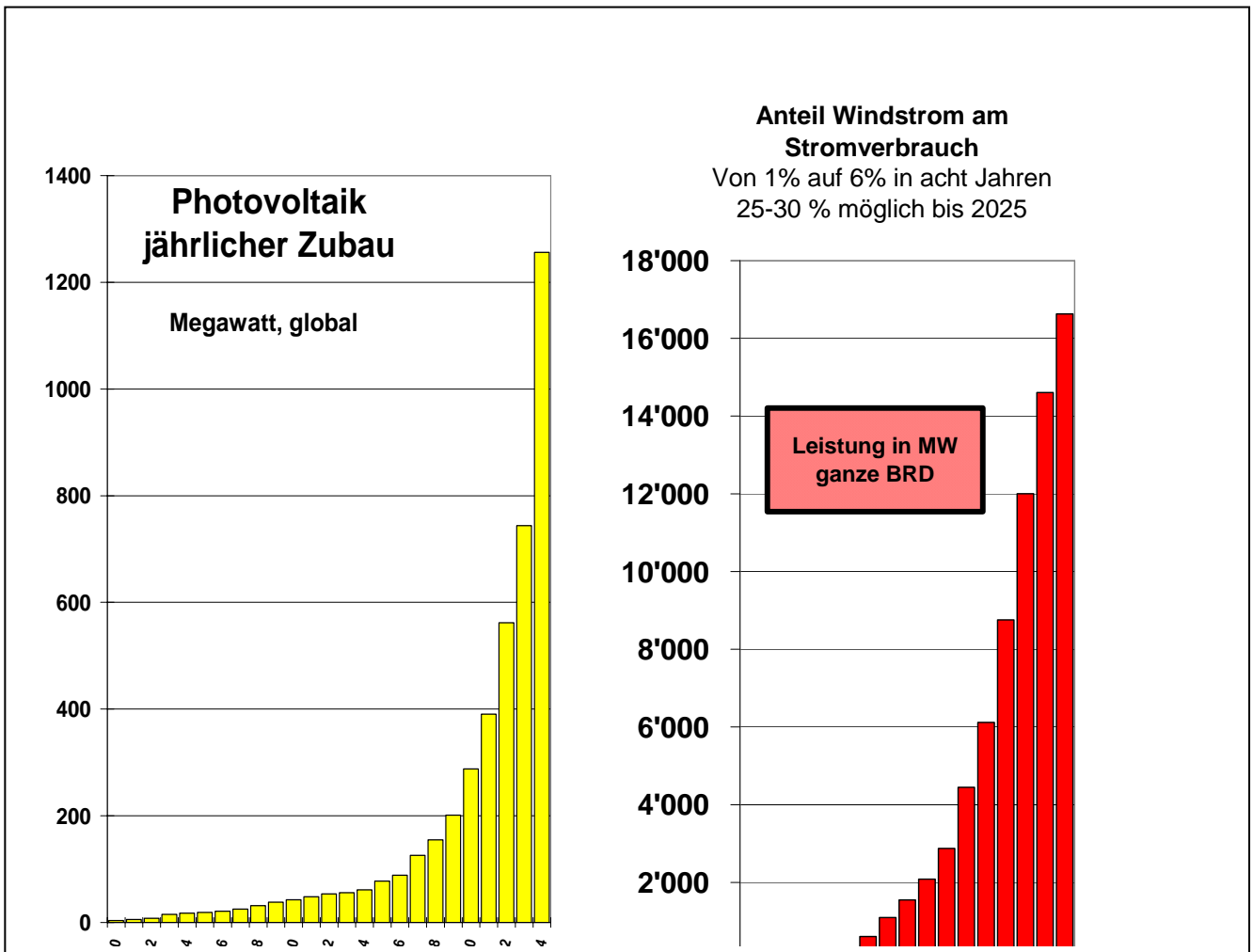


Abbildung 26: Vergleich des Zubaus neuer Windkraft in Ländern mit kostendeckender Vergütung und in Ländern mit Ausschreibe-/Quotenmodellen

Die ausländischen Erfahrungen mit Ausschreibungen und Quoten für neue erneuerbare Energien sind desaströs. Als letztes Land hat Irland im Jahre 2005 (nach Grossbritannien und Österreich) das Ausschreibemodell abgeschafft und auf Einspeisevergütungen umgestellt.

Ausschreibemodelle haben zur Folge, dass nur wenige grosse Anlagen realisiert und diese vornehmlich von Grosskonzernen gebaut würden. Die breite Anwendung neuer Techniken und der Markteintritt neuer Anwender wird verhindert.



Wirtschaftliche Bedeutung für die Schweiz

Es ist unübersehbar, dass auch die Schweiz am Boom der erneuerbaren Energien teilhaben kann, denn das technische Know how und das nötige Kapital sind reichlich vorhanden. In der Energieforschung nimmt die Schweiz seit Jahrzehnten einen Spitzenplatz ein (Aufwand/Kopf), doch werden die Innovationen mangels guten Rahmenbedingungen wenig umgesetzt.

In den Bereichen Photovoltaik und Windenergie haben sich Schweizer Hersteller als Zulieferer profiliert (zB. Wechselrichter, Zahnräder, Wafer-Säge-Systeme, Leitungstechnik, Projektentwicklung, Steuerungen, Plasmatechnologie). Ein Heimmarkt ist aber nicht entstanden. Die Schweiz besitzt die Voraussetzungen, in den Bereichen Biomasse, Geothermie und Photovoltaik ein vollwertiger Mitspieler auf dem Weltmarkt zu werden, vorausgesetzt der Markteintritt wird durch die Atomlobby oder durch mangelhafte Förderinstrumente (Ausschreibemodell) nicht länger verhindert.

7. Anhang: Szenario Produktion der Schweizerischen Elektrizitätswirtschaft

Jahr	Wasserkraft	Strom aus Wärmekraftkopplung	Strom aus Kehricht	Strom aus Biogas	Strom aus Photovoltaik	Strom aus Wind Inland	Strom aus Wind Ausland	Strom aus Geothermie	Strom aus Ersatz Widerstandsheizungen	Stromgewinn aus Bestgeräte-Strategie	Schweizer Atomstrom	Französische Atombezugsrechte	Total Stromerzeugung
2005	33992	1673	1671	148	17	13	40	0	0	750	25639	15800	79743
2006	34216	1673	1805	373	20	17	453	0	109	1119	25639	15800	81224
2007	34440	1673	1938	747	22	23	912	0	217	1488	25639	15800	82899
2008	34664	2188	2071	1120	26	30	1'422	0	326	1857	25639	15800	85143
2009	34888	2738	2205	1493	32	38	1'985	21	435	2226	25639	15800	87499
2010	35112	3324	2338	1867	39	48	2'609	46	543	2595	22644	15800	86964
2011	35336	3949	2471	2240	47	60	3'296	76	652	2980	22644	15800	89551
2012	35560	4614	2605	2613	57	74	4'055	113	761	3365	17032	15800	86647
2013	35784	5321	2738	2987	69	91	4'889	156	870	3749	17032	15800	89486
2014	36008	6073	2871	3360	83	111	5'807	209	978	4134	17032	15800	92466
2015	36232	6870	3005	3733	101	136	6'815	276	1087	4519	17032	15800	95606
2016	36456	7520	3138	4107	123	165	7'922	365	1196	4837	17032	14600	97459
2017	36680	8169	3271	4480	149	201	9'135	480	1304	5155	17032	10000	96056
2018	36904	8819	3405	4853	184	243	10'464	629	1413	5472	17032	8400	97818
2019	37128	9469	3538	5227	230	294	11'918	823	1522	5790	17032	8400	101370
2020	37352	9794	3671	5600	290	355	13'116	1075	1630	6108	9191	6500	94682
2021	37576	9794	3671	5600	369	428	14'314	1403	1739	6230	9191	6500	96815
2022	37800	9794	3671	5600	474	516	15'512	1829	1848	6355	9191	3500	96089
2023	38024	9794	3671	5600	611	621	16'710	2383	1957	6482	9191	3500	98544
2024	38248	9794	3671	5600	792	748	17'908	3104	2065	6611	9191	3500	101232
2025	38472	9794	3671	5600	1031	900	19'106	4040	2174	6744	0	3500	95031
2026	38696	9794	3671	5600	1299	1'082	20'304	5258	2283	6879	0	0	94865
2027	38920	9794	3671	5600	1601	1'301	21'502	6840	2391	7016	0	0	98636
2028	39144	9794	3671	5600	1941	1'401	22'700	8898	2500	7156	0	0	102804
2029	39368	9794	3671	5600	2322	1'401	23'898	11572	2609	7300	0	0	107534
2030	39592	9794	3671	5600	2751	1'401	25'096	15050	2717	7446	0	0	113116