

Energieperspektiven 2035/2050

Werkstattbericht

Forum vom 23. August 2005



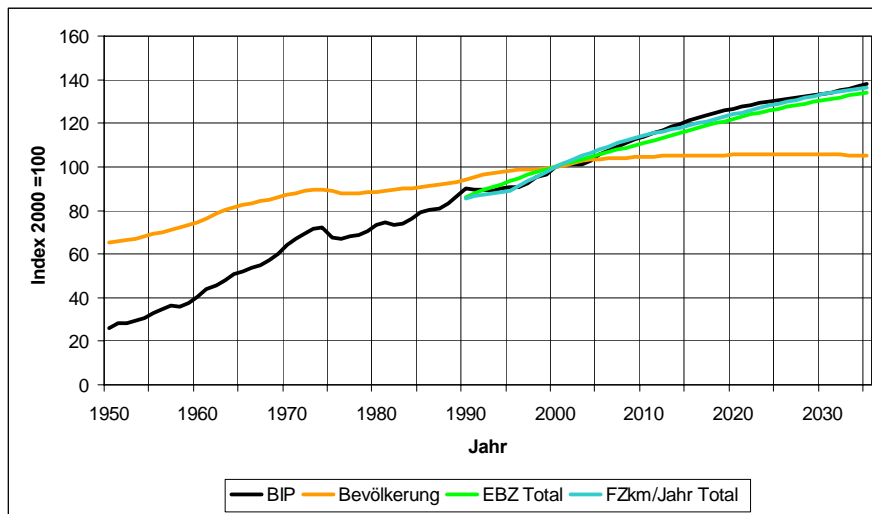
August 2005
Bundesamt für Energie
M. Renggli



Werkstattbericht

- **Rahmenentwicklung**
- **Instrumente und Massnahmen (Politikvarianten I und II)**
- **Nachfrageperspektiven Varianten Ia, Ib und II
(vorerst nur Endenergie)**
- **Varianten des Elektrizitätsangebotes
(vorerst nur nukleare und gasbefeuerte Kraftwerke)**

Rahmenentwicklung (1) BIP-Trend, Bevölkerung, Energiebezugsfläche, Fahrzeugkilometer usw.



Die Energieperspektiven werden wesentlich geprägt von den durch die schweizerische Energiepolitik nicht beeinflussbaren Rahmenentwicklungen. Die wichtigsten sind BIP, Bevölkerung und Energiepreise.

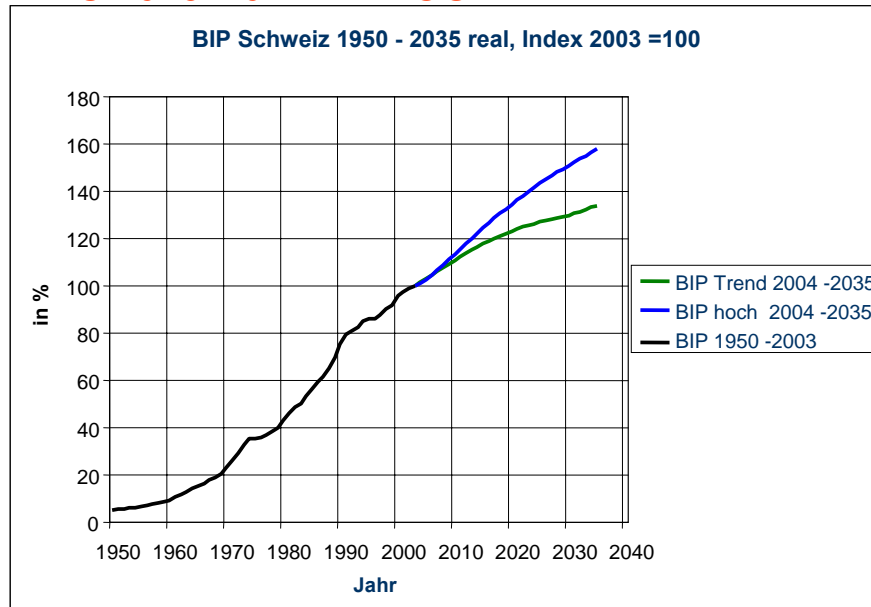
In der Bundesverwaltung werden die BIP- und Bevölkerungsperspektiven verwendet, die im Rahmen des Perspektivstabes des Bundes mit BFS, seco, ARE usw. ausgearbeitet wurden.

Die BIP- (+ ca. 30% 2005-2035) und die Bevölkerungsentwicklung bestimmen massgeblich die Energiebezugsflächen (EBZ), die Personenkilometer und weitere „Nachfragetreiber“.

Die abgebildete Trendvariante zeigt, dass trotz längerfristiger Stabilisierung der Bevölkerung (gelbe Kurve) die „Nachfragetreiber“ weiter zunehmen.

Die grosse Unsicherheit der langfristigen Entwicklung wird berücksichtigt, indem mit Sensitivitätsrechnungen die Auswirkungen verschiedener Pfade der Rahmenentwicklung abgeschätzt werden.

Rahmenentwicklung (2) BIP-Trend und BIP hoch



Das BIP-Wachstum in der Variante „Trend“ (grüne Kurve) ergibt sich aus einer Multiplikation des durchschnittlichen Wachstums der Arbeitsproduktivität mit dem Arbeitsangebot.

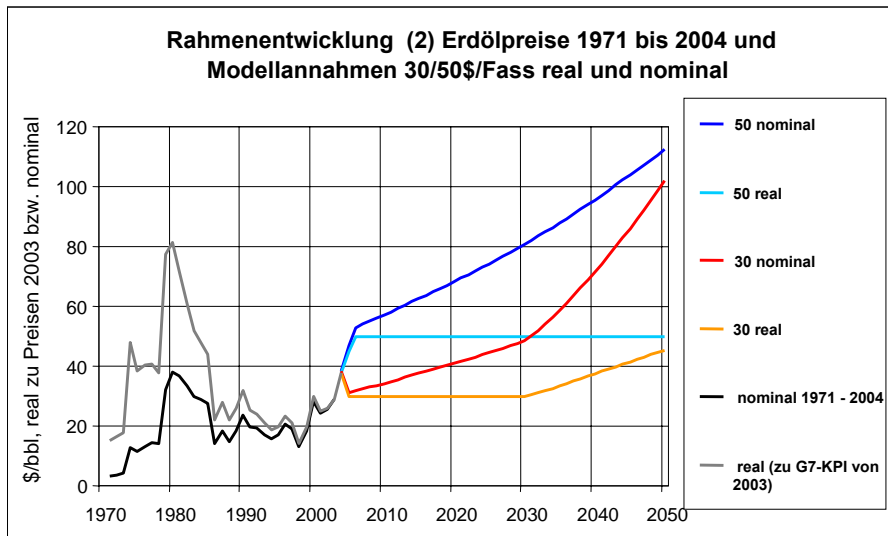
Die Entwicklung der Arbeitsproduktivität wurde vom Seco aus den Vergangenheitsentwicklungen hergeleitet, das Bevölkerungswachstum entspricht dem „Trend“ des BFS und bildet die Grundlage für die Berechnung des Arbeitsangebotes.

In der Variante „BIP hoch“ bleibt das Arbeitsangebot im Vergleich zum BIP Trend unverändert. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass das vom Bundesrat vorgeschlagene Wachstumspaket durchgesetzt wird und zu einer Erhöhung der BIP-Wachstumsrate um rund ein halbes Prozent führt.

Die BIP Schätzungen sowie die Branchenwertschöpfungen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung bilden die Grundlage für die in den Sektormodellen verwendeten Branchenperspektiven, welche mit einem Gleichgewichtsmodell extrapoliert worden sind.

Rahmenentwicklung (3)

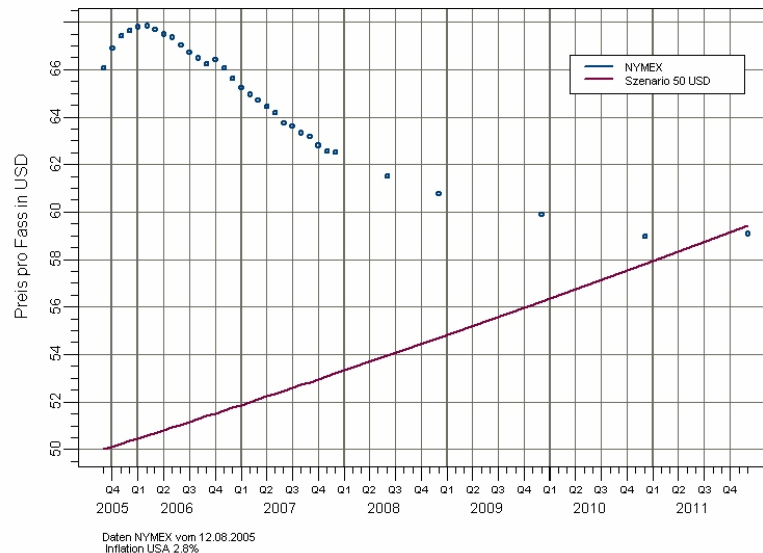
Ölpreise: bisher, künftig (nominal und real)



- Die Figur zeigt die historische Entwicklung der Rohölpreise (schwarze Kurve). 1980 waren die Rohölpreise real (zu Preisen 2003) höher als heute.
- Rot-gelb: Annahmen für die Zukunft mit realen 30\$/Fass bis 2030 und anschliessendem Anstieg; dunkel- und hellblau: Annahmen für real 50\$/Fass zufolge rascher, dauerhafter Verknappung.
- 30 \$/Fass bedeuten nominal (inflationiert) 59 im 2035 und 102\$/Fass im 2050; 50\$/Fass bedeuten nominal 88 (2035) und 112\$/Fass (2050).

Rahmenentwicklung (4) Ölpreise: kurzfristige Optik

Ölpreisvergleich nominal 2005-2011



Die Figur zeigt blau-punktiert die Ölfutures vom 12.08.05 der NYMEX. Futures geben den Preis an, der zu einem bestimmten Zeitpunkt für ein Fass Rohöl bezahlt werden muss. Es handelt sich also um realisierte und nominelle Angaben. Diese Preise geben somit die Erwartungen der Marktteilnehmer wieder.

Die rote durchgezogene Kurve zeigt den nominalen Verlauf des Ölpreises, basierend auf einem realen Preis 50\$ pro Barrel und hochgerechnet mit einer Teuerung von 2.8% (Jahresinflation der USA Juni 2005).

Folgerungen:

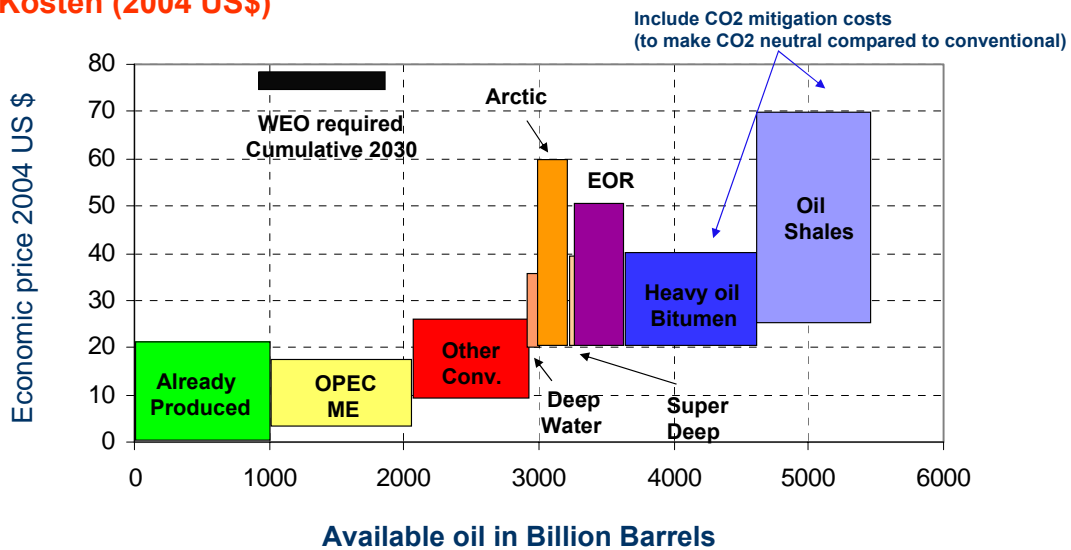
Unsere Annahme „50\$ real“ stimmt im Jahr 2011 mit den momentanen Markterwartungen überein. Die Markterwartungen können sich allerdings täglich ändern.

Der Markt geht momentan davon aus, dass das Geschehen sich normalisieren/ beruhigen wird und die Preise fallen werden (Abbau des „Angstzuschlages“). Man beachte, dass ein Fasspreis von 59\$ im Jahre 2011 einem heutigen Preis von 50 \$ entspricht und somit rund 25% tiefer liegt als die aktuellen Preise von 67\$ für den Future Oktober 2005.

Rahmenentwicklung (5)

Ölpreise: Langfristige Optik

Technische Potenziale der Erdölförderung in Abhängigkeit der Preise/
Kosten (2004 US\$)



Quelle: IEA (2005); draft report „Resources to Reserves“ (to be published, Sept. 2005)



Die Figur zeigt: Bei steigendem Marktpreis werden neue Kategorien von Erdöl-Ressourcen wirtschaftlich (inkl. techn. Fortschritt; bei nicht-konventionellem Öl inkl. Zuschlag für Neutralisation des produktionsbedingten CO₂).

Produziert wurden bisher 1000 Mrd. Fass unter ca. 20 \$/ Fass; weitere 2300 Mrd könnten unter 25\$/ Fass produziert werden (OPEC ME). Die kumulierte Ölnachfrage bis 2030 im Fall Business as usual (IEA World Energy Outlook 2004) kann zu „vernünftigen“ Kosten/Preisen gedeckt werden. Das Problem ist der Nachholbedarf mit Investitionen. Hohe Ölpreise könnten uns deshalb noch mehrere Jahre begleiten.

Hinweise:

- Die Angaben über Reserven entsprechen einem breiten internationalen Konsens, sind aber trotzdem unsicher; die IEA unternimmt eine „Transparenz-Initiative“.
- Niemand weiss, wann peak oil (schon gestern oder erst 2050 kommt), wie er verläuft, was für Auswirkungen er auf Nachfrage, Angebot und Preise hat.
- Die Abhängigkeit von OPEC ME nimmt (wieder) zu (1970-80, 2020-30: 40%)
- Wirtschaftliche neue Ressourcen bedeuten, wie bei anderen Energien, nicht automatisch „kommerzialisierte“ neue Ressourcen (der Ölpreis muss stabil hoch bleiben damit neue Ressourcen erschlossen werden; bei 60\$/bbl werden auch Kohleverflüssigung, viele Erneuerbare Energien usw. wirtschaftlich; politische Konflikte blockieren die Erschliessung der Ölressourcen.).

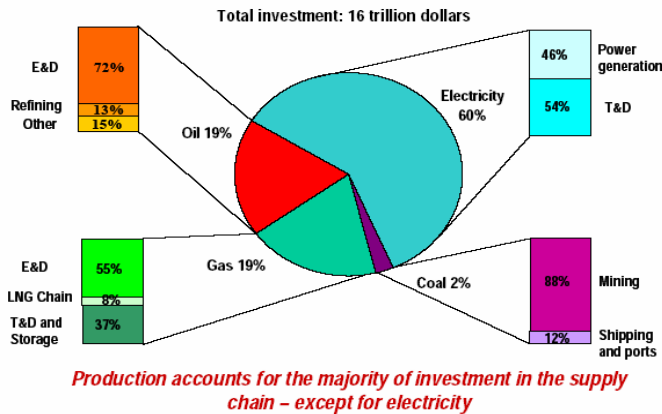
Übersicht Erdöl- u. Erdgasressourcen (1000 Mrd Fass)

	Techn. Potenzial konventionell	Techn. Potenzial nicht konventionell	Theoretisches Potenzial
Erdöl	3,3 (1,0 prod.)	1 - 3	14 – 15
Erdgas	2,8 (0,5 prod.)	1,5 – 4,5	6 – 60'000 (Methanhydrate)

Rahmenentwicklung (6)

Investitionsbedarf im Energiesektor 2001 – 2030 (2003 \$)

World Energy Investment 2001-2030



Quelle: IEA (2003); „World Energy Investment Outlook“

E&D: Exploration und Erschliessung neuer Quellen

T&D: Transport und Verteilung



8

Globaler Investitionsbedarf:

Von der IEA wird bis 2030 der gesamte kumulierte Investitionsbedarf weltweit auf 16'000 Milliarden US\$ hochgerechnet. 60 Prozent des Bedarfs besteht im Elektrizitätssektor. Diese Investitionen sind nötig, um die bestehenden Energieinfrastrukturen aufrechtzuerhalten und ausreichend neue zu erstellen. Weil die Investitionen in den 90er Jahren wegen des tiefen Ölpreises und der herrschenden Unsicherheit vernachlässigt wurden, ist dieser Betrag real viel höher als die entsprechende Zahl der vergangenen drei Jahrzehnte. Bezogen auf die gesamte Periode macht er bis 2030 jedoch "nur" 1% des BIP aus (OECD-Länder: lediglich 0,5%; andere Regionen: 1,5 bis 5,5%). Ohne neue energiepolitische Massnahmen könnte die weltweite Energienachfrage bis 2030 gemäss IEA um zwei Drittel wachsen. Sollten die erforderlichen Investitionen ausbleiben, würden Engpässe entstehen und die Weltwirtschaft ins Stocken geraten.

Nötige Investitionen insbesondere im Erdölbereich:

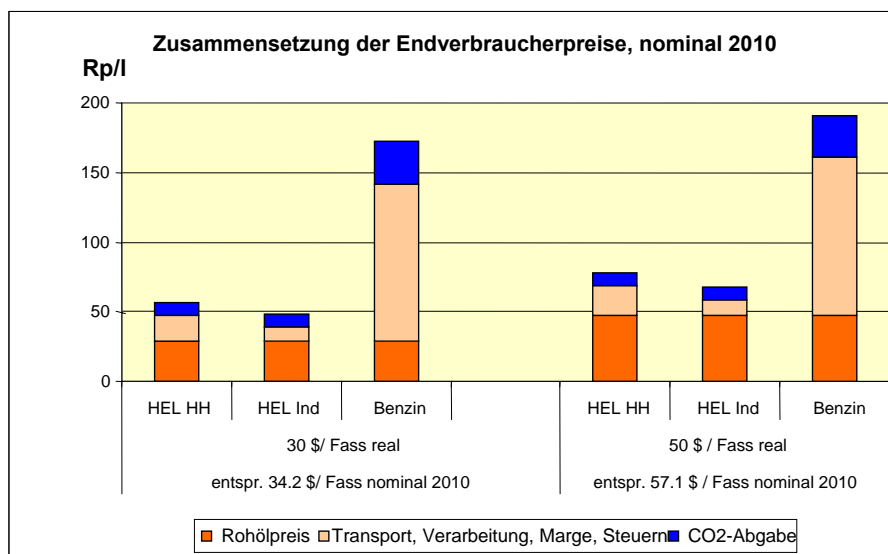
Im Erdölbereich (sowie beim Gas) dient der grösste Teil der Investitionen (etwa 3,3 Milliarden US\$) der Aufrechterhaltung des jetzigen Produktionsniveaus. Die IEA sieht die folgende Aufteilung vor:

- Produktions- und Förderstätten 2,2 Milliarden US\$
- Raffination 0,4 Milliarden US\$
- Neue Transportmittel (Tanker, Pipelines) 0,3 Milliarden US\$
- Unkonventionelle Produktion (GTL, Teersande, Ölschiefer, Schweröl) 0,4 Milliarden US\$

Grössere Engpässe im Erdölbereich:

- Unzulängliche Raffinationskapazitäten, insbesondere in den USA, wo seit 1976 keine neue Raffinerie gebaut wurde.
- Produktionskapazitätsreserve der OPEC-Länder: nur noch rund 2 Millionen Barrel pro Tag. Dabei handelt sich um schweres, schwefelreiches Erdöl, während sich die Nachfrage in Richtung immer leichter Produkte entwickelt.

Rahmenentwicklung (7)



Auswirkung der Erölpreise auf Endverbraucherpreise Schweiz in 2010

Im Jahre 2010 entspricht ein realer Erdölpreis je Barrel von 30\$ einem nominalen Preis von 34,2\$, bzw. ein realer Preis von 50\$ einem nominalen Preis von 57.1\$. Der Preisunterschied beträgt 67%. In der Grafik und in der Tabelle ist für Heizöl und Benzin dargestellt, wie sich der Preisunterschied von 67% auf die Endverbraucherpreise für Heizöl extra leicht (HEL) und Benzin auswirkt.

Die Endverbrauchspreise in der Schweiz enthalten neben den Kosten für Rohöl auch Transport- und Verarbeitungskosten sowie Steuern und in der vorliegenden Grafik auch eine CO2 Abgabe (blau). Die hier unterstellte CO2-Abgabe ist auf 9 Rp./l Heizöl und 30 Rp./l Treibstoff festgelegt, womit bis 2010 bei real 30\$/Fass das CO2-Ziel erreicht werden kann (Politikvariante Ib).

Rund 50% des Endverbraucherpreises von Heizöl wird durch die Rohölpreise bestimmt. Beim Benzin beträgt der Anteil rund 15%. Deshalb wirkt sich ein Preisanstieg des Rohöls beim Heizöl weitaus stärker aus als beim Benzin.

	30\$ / bbl real	50\$ /bbl real	Veränderung in %
Nominaler Barrelpreis 2010 in \$	34.2	57.1	67
Preis HEL Haushalte CHF/l	0.56	0.78	37
Preis HEL Industrie in CHF/l	0.48	0.68	41
Benzin in CHF/l	1.72	1.91	11

Instrumente und Massnahmen (1)

Politikvarianten Ia und Ib (Weiter wie bisher)

Politikvariante Ia

- a) **Geräte:** Zunahme, neue Arten von Geräten; aber deutliche Effizienzsteigerung
- b) **Gebäude:** Verschärfung SIA um knapp 10% alle 10 Jahre, langsame Umsetzung Minergie, tiefe energetische Sanierungsrate
- c) **Ind, DL, Gew:** Drohkulisse CO₂-Abgabe „bröselt“
- d) **Verkehr:** Autonomer Dieseltrend, SVA, spez. Verbrauch neue PW -1.5% bis 2012, dann -0.75% p.a

Politikvariante Ib

- e) **Zusätzlich CO₂-Abgabe auf Brenn- und Treibstoff:** +9 Rp/l HEL, +30 Rp/l Benzin; nominal konstant bis 2035
- f) **Zusätzlich Bonus-Malus für PW und Minöst-Differenzierung** (Bioethanol 2020: 5,75%; Erd-/Biogas: 100'000 Fz)



10

Politikvariante Ia:

- a) **Geräte:** autonomer Technologietrend zu effizienteren Geräten; insgesamt mehr Geräte; neue Arten von stromverbrauchenden Geräten; Komforterhöhung (z.B. PC-Ausstattung, Kommunikation, Plasmabildschirme etc.).
- b) **Gebäude:** Verschärfung der SIA-Normen um knapp 10 % alle zehn Jahre im Neubaubereich, Minergie-Standard verbreitet sich langsam, Umsetzung der kantonalen Muster-vorschriften im Energiebereich; im Bestand steigende Erfolge bei energetischen Sanierungen (38-46 % Einsparungen), jedoch bleibend geringe energetische Sanierungsraten.
- c) **Industrie und Dienstleistungen:** Die „Drohkulisse“ der CO₂-Abgabe motiviert zur Verpflichtung der wirtschaftlichen Einsparpotenziale, verschwindet aber nach 2012. Bis dahin umgesetzte Einsparungen bleiben bestehen, neuere werden weniger schnell erschlossen.

Politikvariante Ib:

- d) Einführung einer staatsquotenneutralen CO₂-Abgabe auf Brenn- UND Treibstoffe sowie einiger weiterer Instrumente im Treibstoffbereich:
 - Brennstoffe:**
Abgabe 35 CHF / t CO₂; entspricht einem Aufschlag von ca. 9 Rp/l Heizöl.
Beim Preis 30\$/Fass entspricht dies der Wirkung eines Rohölpreises von ca. 40 – 41 \$ /Fass real.
 - Treibstoffe:**
 1. Stufe 64 CHF/t CO₂, entspricht 15 Rp/l Benzin / Diesel.
 2. Stufe nach zwei bis drei Jahren 128 CHF / t CO₂, entspricht ca. +30 Rp / l Benzin und Diesel.

Umgerechnet auf Rohölpreise würde die erste Stufe einen Aufschlag von 19.1 \$/Fass bedeuten, die 2. Stufe einen Aufschlag von 38.2 \$/Fass.

Hierbei muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Abgabe wegen der Rückverteilung des Ertrags sowie der Vereinbarungsalternativen in Bezug auf den Energieverbrauch anders wirkt als eine „reine“ Erhöhung der Rohölpreise: Die Umsetzung von Energieeffizienzmassnahmen ist höher, da mehr Geld dafür da ist (es fliesst nicht in Energieimporte und somit aus der Volkswirtschaft hinaus).
- e) Weitere Instrumente: Bonus-Malus-Regelung für energieeffiziente PW, Mineralölsteuereffferenzierung für Erdgas und biogene Treibstoffe.

Instrumente und Massnahmen (2) Politikvariante II (Verstärkte Zusammenarbeit)

- **Aufsetzen auf Politikvariante Ia:**
 - **CO₂-Abgabe auf Brennstoffen wie in Politikvariante Ib:**
35 CHF/t CO₂ (nominal konstant bis 2035)
 - **Keine Abgabe auf Treibstoffen**
 - **„Klimarappen“** - 70 Mio. CHF/a für Subventionen v.a. Brennstoffeffizienz
- 30 Mio. CHF/a für CO₂-Zertifikate aus Ausland (nicht modelliert)
 - **„Stromagentur“** - 100 Mio. CHF/a für Subventionierung der Elektrizität aus EE; Umlagefinanzierung mit Zuschlag Netzentgelt
- 50 Mio. CHF/a für Subventionierung der Elektrizitätseffizienz
- **Abstimmung der neuen Subventionsformen mit EnergieSchweiz und den Globalmitteln der Kantone. Instrumentenmix aus Direktsubventionen (z.B. Gebäudesanierung, Beratung) und flankierenden staatlichen Instrumenten.**

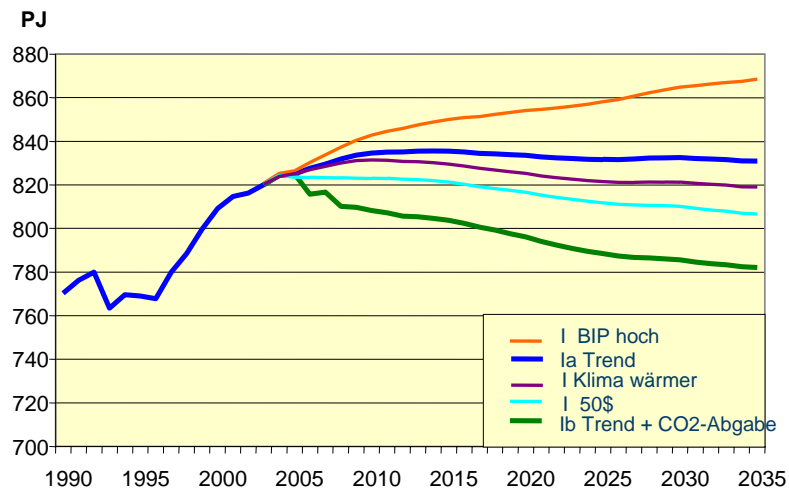


11

- Akteure verschieben Investitions- und Verhaltensprioritäten leicht in Richtung Energieeffizienz (kein Paradigmenwechsel aber verstärkte Ausschöpfung wirtschaftlicher Potenziale).
- Flankierung durch staatliche Massnahmen:
 - Moderate zeitlich schnellere Anpassung von Bauvorschriften (SIA), Etiketten an den technischen Fortschritt usw.
 - Abgestimmte Förder- und Anreizinstrumentarien (EnergieSchweiz, Globalmittel, Klimarappen, Stromagentur).
- Massnahmen, die jeweils entsprechend der Budgets umgesetzt werden:
 - Geräte:**
 - Leichte Verschiebung der Investitionsprioritäten (z.B. durch Etiketten, lokale Anreizaktionen etc.) in Richtung auf die effizienteren Geräte.
 - Vor allem DL-Sektor, zunehmend auch HH: Betriebsoptimierung.
 - Gebäude:**
 - Sanierung im Bestand, möglichst grossflächig auf gutem, nicht überzogenem Standard, durch Förderprogramme leichte Erhöhung der energetisch sanierten Flächen.
 - Vor allem im DL-Sektor: Betriebsoptimierungen.
 - Stärkere Durchdringung und Ergänzung mit regenerativen Heizungsoptionen (Holz, WP, Solar)
 - Lüftung und Klimatisierung, effiziente Erzeugung von Klimakälte (bei ohnehin zunehmender Durchdringung mit Klimatisierungsoptionen).
 - Ersatz von Stromdirekt- und –speicherheizungen durch Wärmepumpen.
 - Industrie:**
Motoren; Pumpen; Druckluft; Abwärmenutzung.
 - Verkehr:**
Bioethanol; Später weitere Biotreibstoffe (noch nicht genau spezifiziert); Erdgas, Biogas, Absenkung der spezifischen Verbräuche der Neuwagenflotte eher verlangsamt (analog Sz Ia).
 - Angebot:**
Stromagentur fördert Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien durch Subventionierung der Kostendifferenzen zum Marktpreis; Finanzierung über Netzentgelte mit 100 Mio CHF/a. (in Arbeit).
- Provisorische Folgerungen:
 - Variante II gibt einen Eindruck, wieviel mit regelmässiger Subventionspolitik erreichbar ist.
 - Aktuelle Ansätze mit Klimarappen/Stromagentur werden bis 2035 weitergezogen.
 - Gesamte Energienachfrage sinkt bis 2030/2035 auf das Niveau von Szenario Ib.
 - Durch verstärkte Aktivitäten im Elektrizitätsbereich (Betriebsoptimierungen DL-Sektor, Elektrizitätsanwendungen Industrie) wird Substitution zur Elektrizität gestoppt. Die Elektrizitätsnachfrage sinkt gegenüber Szenario Ia.

Nachfrageperspektive I: Weiter wie bisher (1)

Gesamte Endenergie ohne Nullpunkt



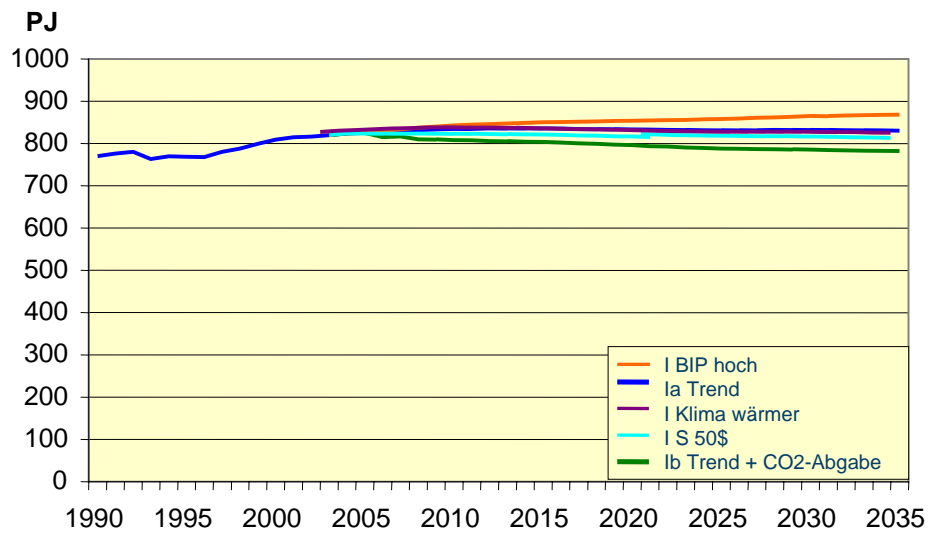
Differenzen im Jahr 2035 zwischen Variante Ia Trend (dunkelblaue Kurve) und

- BIP hoch + 6,5 %
- Klima wärmer - 1,4 %
- Erdöl 50\$/ Fass real - 2,9 %
- Variante Trend + Ib mit CO2-Abgabe u. Bonus Malus - 5,9 %

Hinweise zu Klima wärmer: Zunahme Elektrizitätsnachfrage für Kühlung (in Variante Ia / Ib keine Effizienzsteigerung beim Kühlen); Rückgang Brennstoffe und Elektrowärme; Auswirkungen auf nachgefragte Leistung (kW) soll noch untersucht werden.

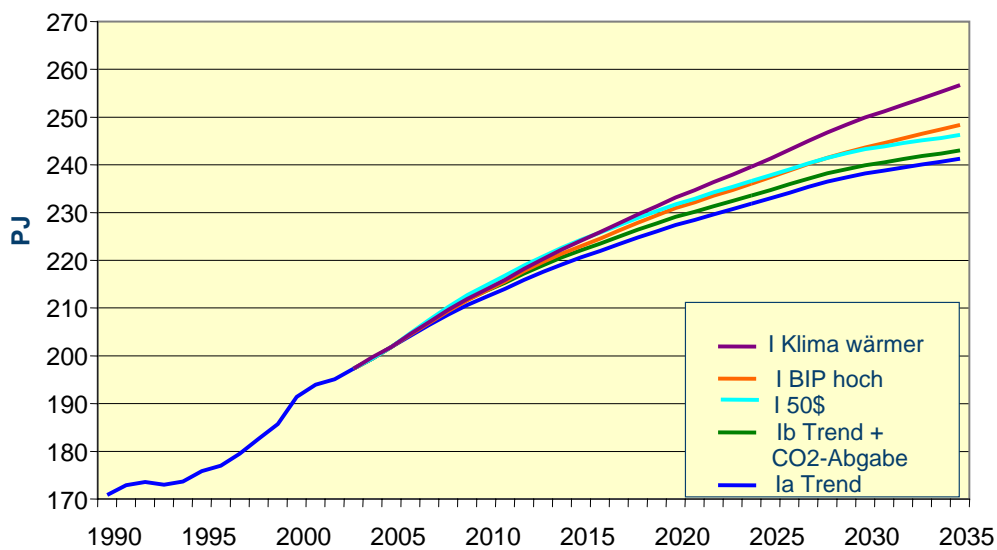
Nachfrageperspektive I: Weiter wie bisher (2)

Gesamte Endenergie mit Nullpunkt



Gleiche Figur mit Nullpunkt zeigt: Unterschiedliche Rahmenentwicklungen führen zu nahe beieinander liegenden Ergebnissen. Langlebige Bestandesgrößen (Gebäude, Verkehrssystem) haben grosses Gewicht.

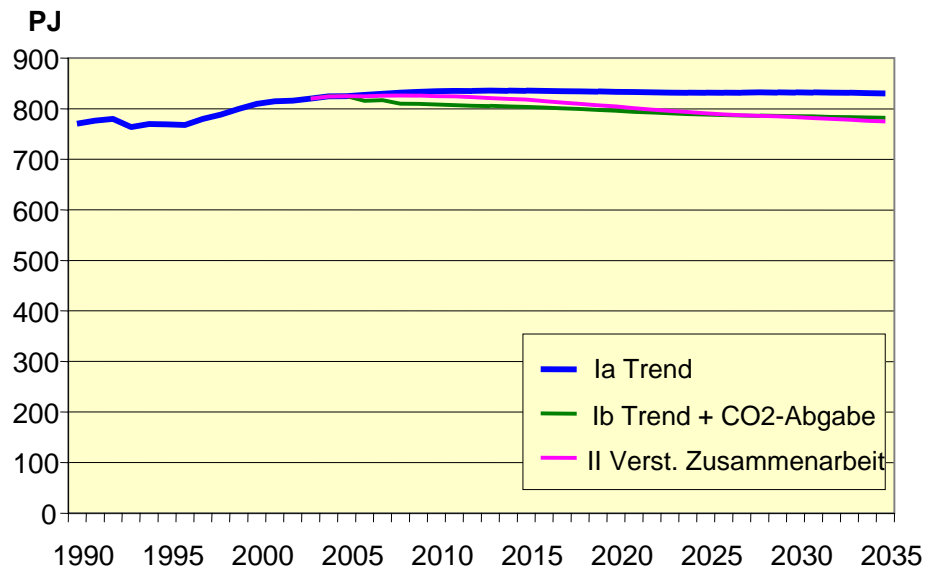
Nachfrageperspektive I: Weiter wie bisher (3) Elektrizität



Gegenüber Variante Ia erhöht „Klima wärmer“ die Elektrizitätsnachfrage um gut 6 – 7%.

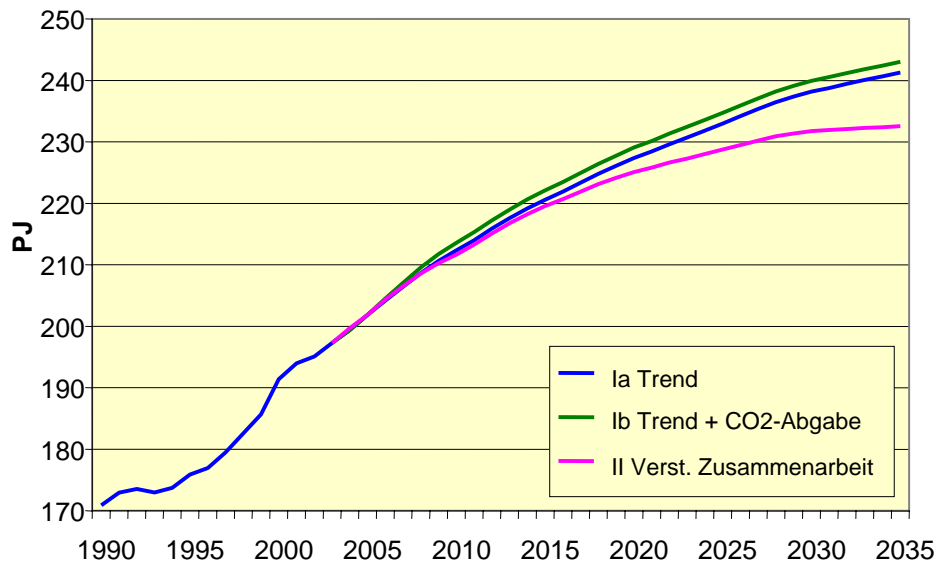
Gegenüber Variante Ia (mit BIP-Trend, Oelpreis 30\$, keine CO₂-Abgabe) erhöht sich die Elektrizitätsnachfrage (2035) mit BIP hoch um gut 3%, mit Oelpreis 50\$ um gut 2% und mit CO₂-Abgabe um knapp 1%.

Nachfrageperspektive II: Verstärkte Zusammenarbeit (1) (provisorisch) Gesamte Endenergie



Verstärkte Zusammenarbeit (rötliche Kurve) wirkt langsamer als CO₂-Abgabe, Bonus-Malus und weitere Verkehrsinstrumente (grün); langfristig vergleichbares Ergebnis.

Nachfrageperspektive II: Verstärkte Zusammenarbeit (2) (provisorisch) Elektrizität



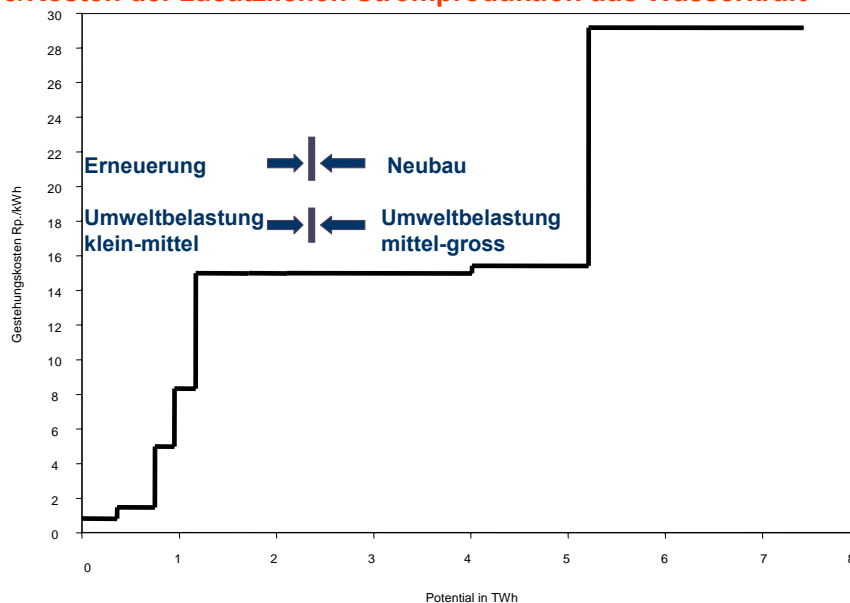
Elektrizitätsnachfrage Variante II liegt 2035 unter derjenigen von Variante I.

Gründe:

- Gerätebereich:
 - Betriebsoptimierungen in Industrie, Dienstleistungen und Haushalten
 - Ersatz elektrischer Widerstandsheizungen durch elektrische Wärmepumpen
- Gebäudebereich:
 - Optimierung im Neubau und Renovation bezüglich Energieeffizienz und erneuerbare Energien

Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) (1)

Beispiel Wasserkraft: Technisches Potenzial in Abhängigkeit der Preise/Kosten der zusätzlichen Stromproduktion aus Wasserkraft



Quelle: Elektrowatt-Ekono

Die Figur zeigt die Kategorien von Wasserkraftwerken (Erneuerungen bestehender Anlagen und Neubauten) nach ihren zusätzlichen Produktionsmengen d.h. Potenzialen (kWh, waagrecht) sowie spezifischen Kosten (Rp./kWh, senkrecht) geordnet.

Wie bei andern Energietechniken lässt sich mit technischem Fortschritt die Kosten-Potenzial-Kurve nach „unten“ schieben (bei der Wasserkraft nur sehr begrenzt). Bei zunehmender Ausschöpfung der Potenziale steigen die Kosten (tendenziell ungünstigere Standorte, kleinere Anlagen). Wie bei den anderen erneuerbaren Energien ist der „Nachschub“ der Primärenergie gesichert, jedoch nicht „gratis“ (Wasserzins).

Folgerungen für Erneuerung der bestehenden Wasserkraftwerke (> 300kW) im Rahmen der Perspektiven:

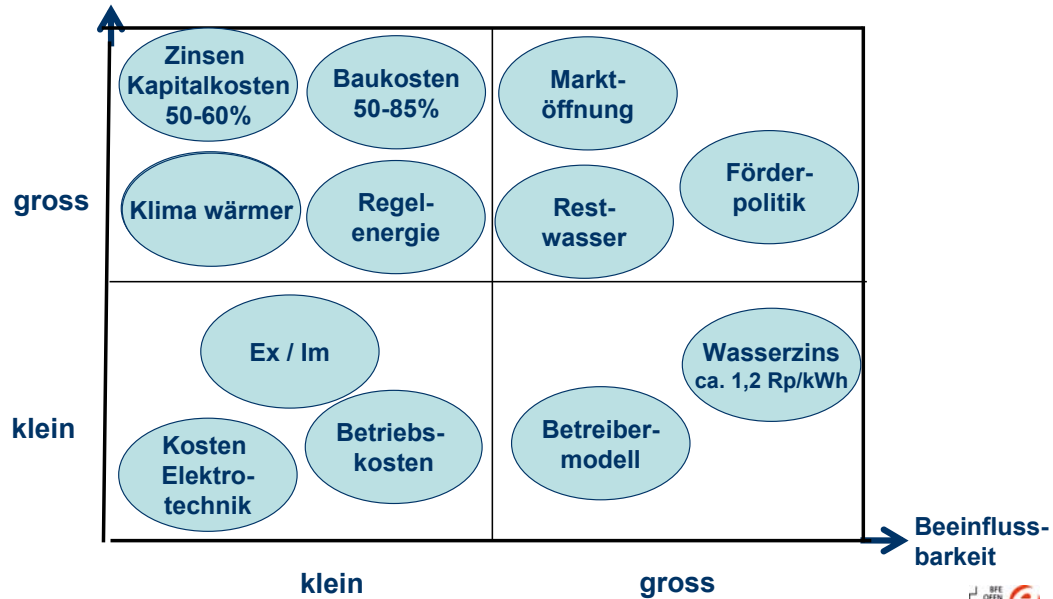
- + 1 TWh sind wettbewerbsfähig → Variante I
- + 2 TWh erfordern Fördermassnahmen → Variante II

Verschiedene (durch die schweizerische Energiepolitik unterschiedlich stark beeinflussbare) Faktoren reduzieren (z.B. die Klimaerwärmung) oder erhöhen die zu erwartende Produktion aus Wasserkraft.

Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) (2)

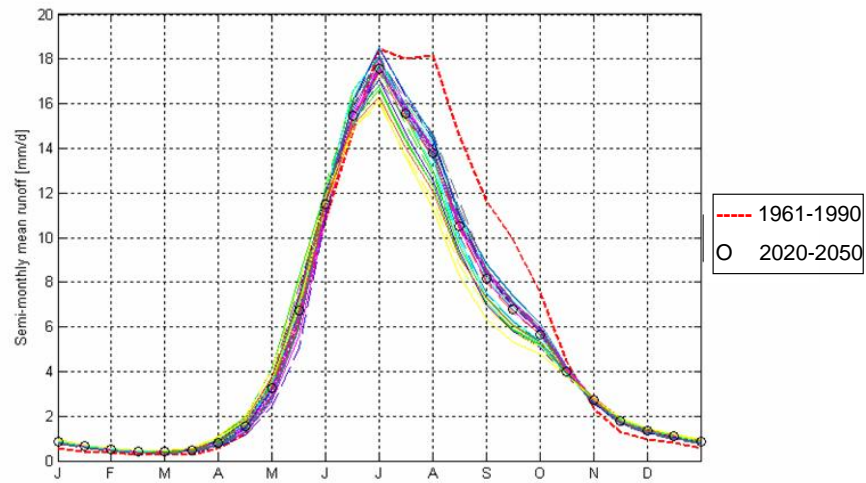
Beispiel Wasserkraft: Beeinflussbarkeit des Ausbaus

Einfluss auf Ausbau



Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) (3)

Beispiel Wasserkraft: Abfluss der Rhone bei Gletsch bisher (1961-90) und künftig (2020-50) bei + 1°C wärmerem Klima



Quelle: Horton et. al. EPFL (2005); Prediction of climate change impacts on Alpine discharge regimes
(Publikation BFE Aug. 2005)

Die Figur zeigt halbmonatliche Abflüsse am Beispiel Gletsch (erfasst wurden jedoch 11 für CH repräsentative Regionen) – historisch (1961-90) und perspektivisch (2020 – 2050; 2070 - 2100).

Auswirkungen auf den Wasserhaushalt CH (2035):

- Niederschlag nimmt im Alpenraum rund 2% ab
- Wasserabfluss verringert sich um ca. 7% (weniger Niederschlag, mehr Verdunstung)
- Gletscherschmelze wird durch höhere Verdunstung mehr als kompensiert
- Zunahme des Winterabflusses auf tiefem Niveau
- Deutliche Abnahme des Sommerabflusses
- Abflussspitze erfolgt rund einen halben Monat früher.

Die Figur zeigt die Auswirkungen auf die Wasserkraftproduktion (2035):

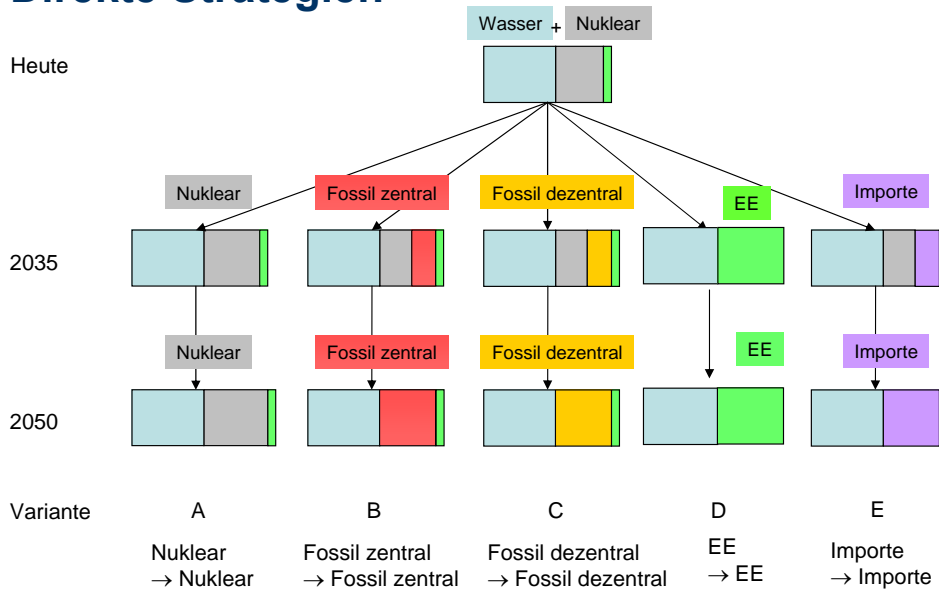
- 7% geringere jährliche Produktion durch Klimaerwärmung (Differenz rote gepunktete historische Kurve und Kurvenschar der Modellrechnungen)
- Speicherkraftwerke: Verminderung der natürlichen Zuflüsse und damit der Produktion
- Laufwasserkraftwerke: verminderter Überlauf und erhöhte Verdunstung; Reduktion der Produktion
- Pumpspeicherkraftwerke: Produktion unabhängig von der Abflussminderung.

Ferner:

- Kernkraftwerke: bei + 1°C (2020-40) keine permanente Kühlproblematik.

Varianten des Elektrizitätsangebotes (1)

Direkte Strategien



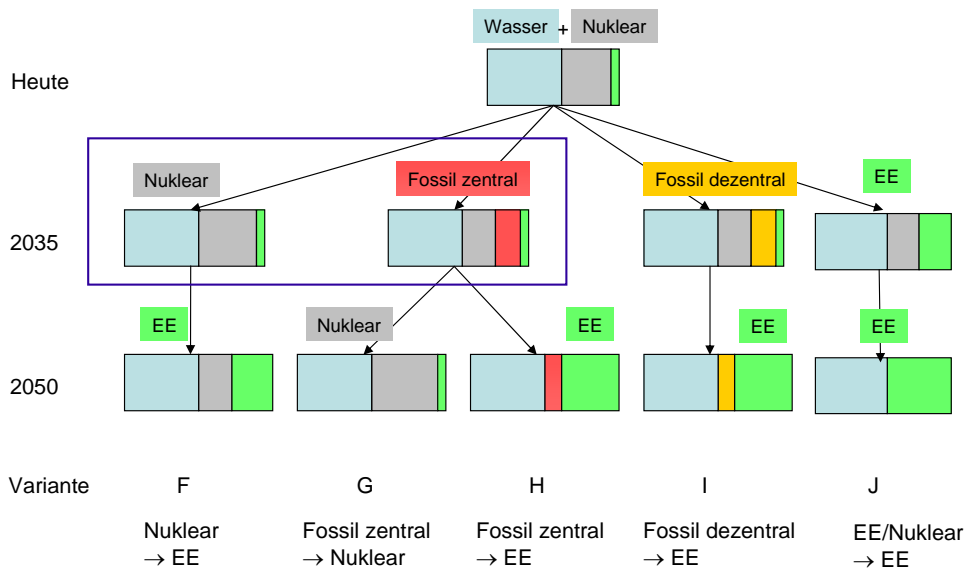
Mit dem Elektrizitätsangebotsmodell werden fünf „direkte Strategien“ untersucht. Mit einer „direkten Strategie“ würde eine technische Linie konsequent durchgesetzt.

Vorausgesetzt werden die entsprechende politische Akzeptanz und die nötigen Entscheide (bei zentralen Anlagen ist die Elektrizitätswirtschaft der Hauptaktor; bei den erneuerbaren Energien treten zahlreiche neue Akteure hinzu).

In Variante A ersetzen im wesentlichen neue KKW die bestehenden Anlagen und decken den Zusatzbedarf bei steigender Nachfrage, in den Varianten B und C kommen vor allem zentrale bzw. dezentrale gasbefeuerte Anlagen zum Einsatz, in Variante D die neuen erneuerbaren Energien usw.

- A Nuklear:**
Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke und Ausbau durch Kernenergie.
Untersucht wird auch eine Betriebsdauerverlängerung KKM und KKB um 10 Jahre.
- B Fossil zentral:**
Ersatz KKW und Ausbau durch erdgasbefeuerte fossile Gas- und Dampfturbinen.
- C Fossil dezentral:**
Ersatz KKW und Ausbau durch WKK-Anlagen geschlossen.
- D EE:**
Die bestehenden KKW werden nach 40 Jahren (statt 50 bzw. 60 Jahre) ausser Betrieb genommen und durch EE ersetzt.
- E Import:**
Lückenfüllung durch Importe (Beteiligungen, Langfristverträge, Spotmarkt).
Zu diskutieren sind u.a. die Produktionsart der Importe, die Kosten (im Vergleich zum Inland) und die Auswirkungen (Netz, Umwelt, Versorgungssicherheit).

Varianten des Elektrizitätsangebotes (2) Übergangsstrategien



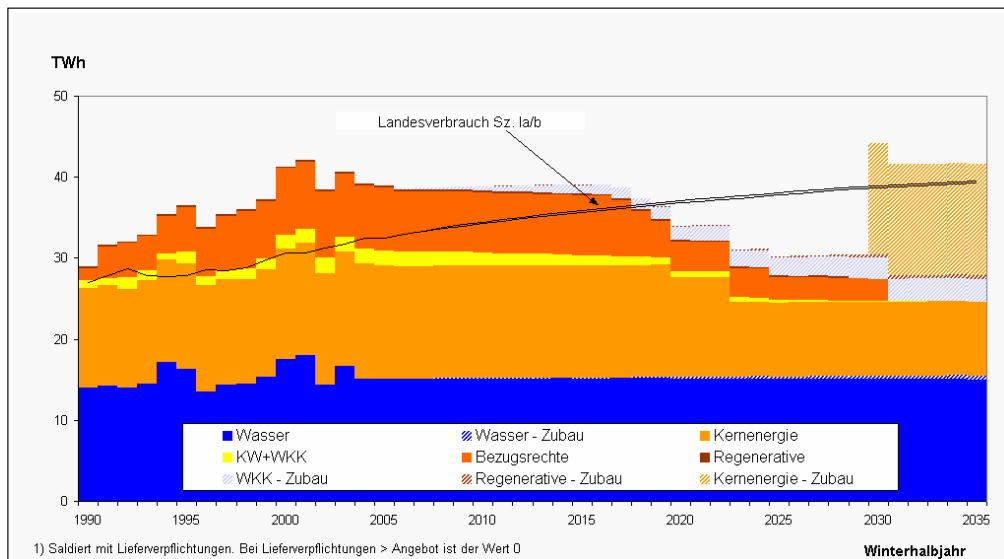
Im Interesse der „Nachhaltigen Entwicklung“ wird in allen Varianten unterstellt, dass mit der Vision 2050 ein praktisch CO₂-freier Kraftwerkpark mit Schwerpunkt auf den erneuerbaren Energien (Varianten F, H, I und J) oder der Kernenergie (Variante G) erreicht wird. Die „Nachhaltigkeit“ der Kernenergie ist (bekanntlich) umstritten. Wesentliche Verbesserungen der Energieeffizienz (Politikvarianten II, III und IV) und der Weiterbetrieb der heute bestehenden KKW (50 bzw. 60 Jahre im Falle KKG und KKL) erleichtern bei allen Varianten die Zielerreichung.

- F Nuklear → EE:**
Übergang von Kernenergie der Generation III (2035) zu einer Welt der Erneuerbaren Energien (EE) (2050).
- G Fossil zentral → Nuklear:**
Übergang von erdgasbefeuerten GuD (2035) zu Kernenergie der Generation IV (2050).
- H Fossil zentral → EE:**
Übergang von erdgasbefeuerten GuD (2035) zu einer EE-Welt (2050).
- I Fossil dezentral → EE:**
Übergang von fossilen WKK (2035) zu einer EE-Welt (2050).
- J EE/Nuklear → EE:**
Durch Fördermassnahmen soll schon vor 2035 der Ersatz der älteren KKW (KKM, KKB) durch EE erfolgen; Übergang zu einer EE-Welt (2050).

Die Erarbeitung der Varianten A bis J ist im Gange. Die heute vorliegenden Ergebnisse beschränken sich auf den Zeithorizont 2035 und die „zentralen“ Varianten „Nuklear“ und „Fossil“. Die Ergebnisse sind provisorisch.

Varianten des Elektrizitätsangebotes (3)

Nachfrageperspektive I;
Strategien A (Nuklear → Nuklear) oder F (Nuklear → EE); 2035



Die angenommene Vorlaufzeit für KKW beträgt 25 Jahre (ab heute); unterstellt werden zwei KKW der Leistungsklasse 1600 MW; führt im Winter zu Netto-Importen von 2020 bis 2030, Netto-Exporten ab 2030 und ab 2040 zu weiterem Zubaubedarf.

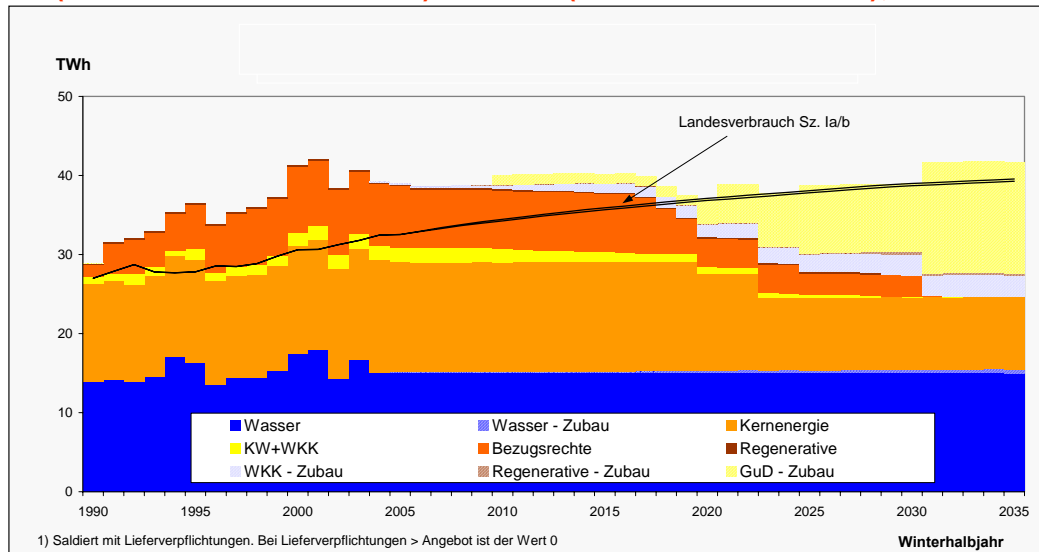
Kosten, Sommerhalbjahr, Leistungsbedarf usw. in Arbeit

Varianten des Elektrizitätsangebotes (4)

Nachfrageperspektive I;

Strategien B (Fossil zentral → Fossil zentral),

G (Fossil zentral → Nuklear) oder H (Fossil zentral → EE); 2035



Die Blockgrösse der Erdgas-GuD-Anlagen ermöglicht angenähert eine Anpassung der inländischen Produktion an die Nachfrage; die Vorlaufzeiten sind relativ kurz.

Kompensation von zusätzlichem CO₂ in Arbeit

Kosten, Sommerhalbjahr, Leistungsbedarf usw. in Arbeit