



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

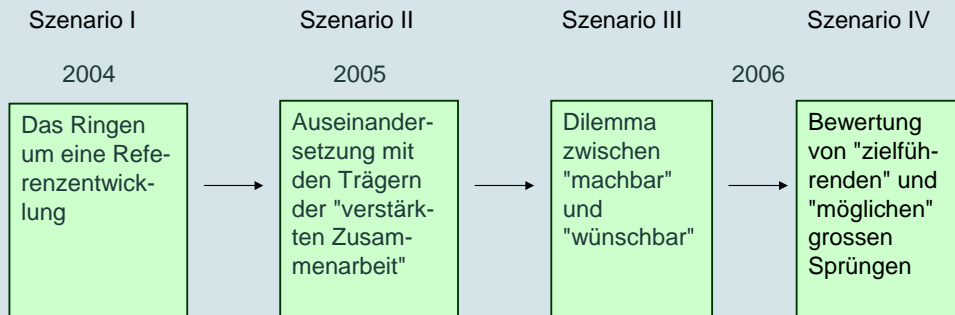
Energieperspektiven 2035 / 2050 Zweiter Werkstattbericht Forum vom 10. März 2006



März 2006
Martin Renggli



Einleitung (1): Bisheriger Erkenntnisweg in der AG Perspektiven



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

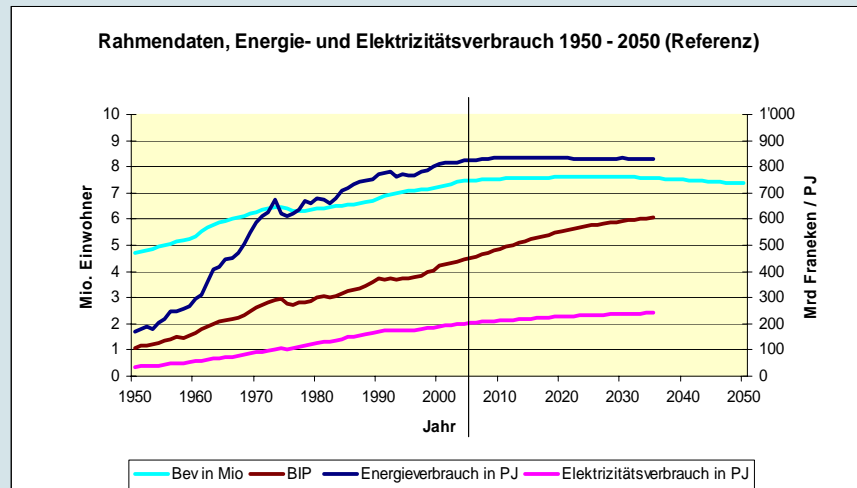
003768202

2

	Szenario I	Szenario II	Szenario III	Szenario IV
	2004	2005	2006	2006
Kennzeichen	Ringen um eine Referenzentwicklung <ul style="list-style-type: none">• Fortschreiben der moderaten Dynamik• Von bisherigen Politikinstrumenten geprägtes Szenario	Auseinandersetzung mit Trägern der "verstärkten Zusammenarbeit" <ul style="list-style-type: none">• Nutzung der wirtschaftlichen Potenziale• Von diskutierten Politikinstrumenten geprägtes Szenario	Dilemma zwischen "machbar" und "wünschbar" <ul style="list-style-type: none">• Anwendung der "Best Practice" soweit realistisch• Von möglichen Massnahmen und Zielen geprägtes Szenario	Bewertung von "zielführenden" und "möglichen" grossen Sprüngen <ul style="list-style-type: none">• Technische und soziale Innovationen sind in der Pipeline• Von möglichen Zielen geprägtes Szenario
Erreichte Klärungen	<ul style="list-style-type: none">• Jahrgänge von Bauten, Anlagen, Geräten, Fahrzeugen• Mengeneffekte v.a. von BIP und Demografie abhängig• Preiseffekte Ende des billigen Öls, Anfang u.a. der EE	<ul style="list-style-type: none">• Funktion der Politikinstrumente• Identifikation der Hemmnisse	<ul style="list-style-type: none">• z.T. noch offen: Nötige Eingriffstiefe von Instrumenten u.a. Verdoppelung der Energiepreise	<ul style="list-style-type: none">• z.T. noch offen: Potenzial der Schlüsseltechniken, Grenzen des Vorstellbaren (Delphi-Umfrage)?
Ergebnisse	<ul style="list-style-type: none">• Technisch, sozial und politisch konservativ• Flächenkilometer kompensieren Energieeffizienz	<ul style="list-style-type: none">• Technisch und sozial konservativ• politischer Wille zur Änderung, stetiger Druck erforderlich	<ul style="list-style-type: none">• Noch offen	<ul style="list-style-type: none">• Noch offen



Einleitung (2): Die wesentlichen Treiber der Energienachfrage



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

3

Die aufsummierten Energienachfragen der künftigen Geräte, Anlagen, Fahrzeuge usw. führen im Szenario I zu einer Entwicklung, welche sich seit anfangs der 90er Jahre abzeichnet.

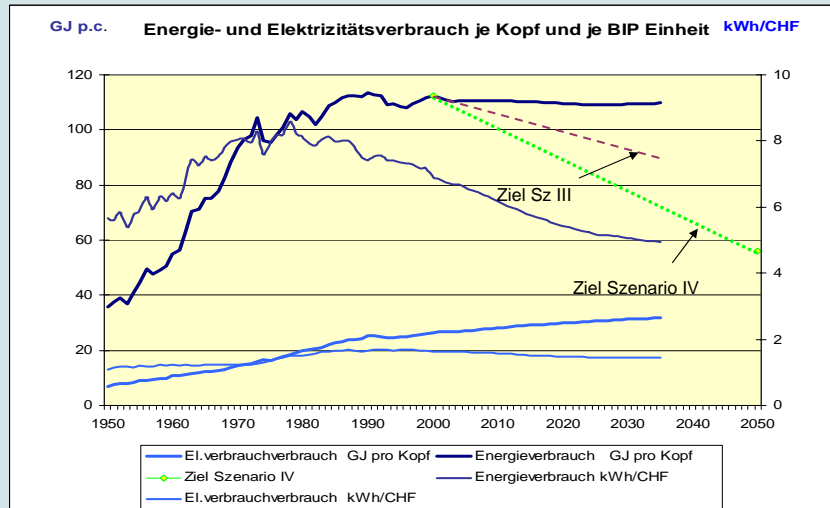
Die Gesamtnachfrage nach Energie (dunkelblau) entkoppelt sich seit anfangs der 90er Jahre vom Wirtschaftswachstum (braun). Die Wirtschaft ist damit (auch in den anderen OECD-Ländern) etwas besser als in den 70er Jahren in der Lage, Energie-preiserhöhungen zu verkraften. Die künftige Energienachfrage folgt im Wesentlichen dem Bevölkerungswachstum (hellblau).

Während für den gesamten Endenergieverbrauch in seiner historischen Entwicklung seit 1950 zwei deutliche Trendbrüche (in den 70er Jahre und in den 90er Jahren) feststellbar sind, weist der Elektrizitätsverbrauch (rosa) anfangs der 90er Jahre nur eine leichte Abflachung des Wachstums auf.

Die Elektrizitätsnachfrage (rosa) wird weiterhin von der BIP Entwicklung geprägt. Das Abflachen des BIP - Wachstums seit anfangs der 90er Jahren und ein durchschnittliches BIP - Wachstum von ca. 1% in der Entwicklung des „BIP Trend“ prägen den Verlauf der Elektrizitätsnachfrage.



Einleitung (3): Szenario I: Weiter wie bisher – Fortschreiben der moderaten Dynamik



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

4

In der Darstellung des Endenergieverbrauches pro Kopf und je Einheit BIP (in Franken) sind die vorne erwähnten Tendenzen anhand des Szenarios I "Weiter wie bisher" verdeutlicht.

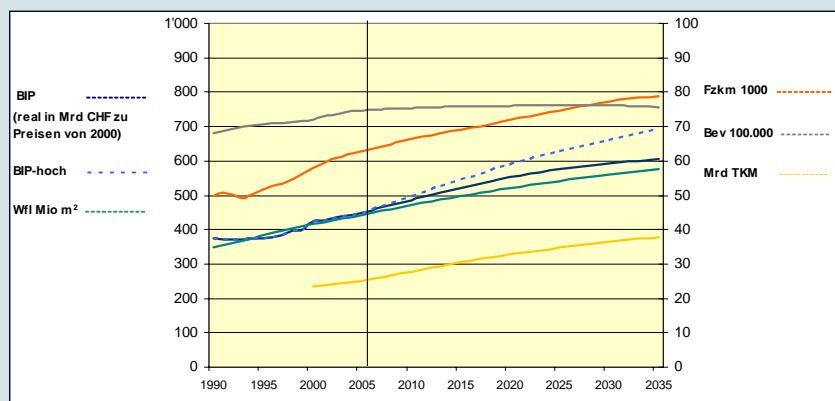
Der Energieverbrauch pro Kopf stagniert seit Mitte der 80er Jahre und wird im Szenario I fortgeschrieben. Mit den Szenarien III und IV wird dargestellt, unter welchen Voraussetzungen sich dieser Trend in einen sinkenden pro Kopf Verbrauch umbrechen lässt.

Die Energieintensität gemessen in kWh je Franken BIP hat bis anfangs der 70er Jahre zugenommen und nimmt seither ab. Die Perspektiven des Szenario Trends führen diese Entwicklung fort.

Der Trend des Elektrizitätsverbrauchs pro Kopf der 90er Jahre wird in den Ergebnissen des Szenario I fortgesetzt. Die Intensität je BIP-Einheit bleibt im Gegensatz zur Energieintensität praktisch konstant, bzw. sinkt in den Modellergebnissen leicht ab.



Einleitung (4): Übersicht über ausgewählte Rahmendaten (Szenarien I – III)



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

5

Rahmendaten und Preise Energieperspektiven 2035

(Szenario I)

Rahmendaten	Einheit	1990	2000	2010	2020	2030	2035
BIP Trend (real zu Preisen von 2000)	Mrd CHF	374.41	422.76	486.18	552.68	592.92	605.81
BIP hoch (real zu Preisen von 2000)	Mrd CHF	374.41	422.76	497.04	590.64	662.53	692.24
Bevölkerung	Mio	6.80	7.21	7.54	7.60	7.61	7.57
Wohnflächen (EBF)	Mio m ²	349.28	416.50	472.14	521.76	561.22	577.08
Personen-km	1000 km	42.65	49.55	56.54	61.19	65.91	67.26
Güterverkehrsleistung (tkm)	Mrd tkm		23.31	27.75	23.84	36.39	

Preise (real, SFr. 2003), Erdölpreis 30\$ pro Barrel

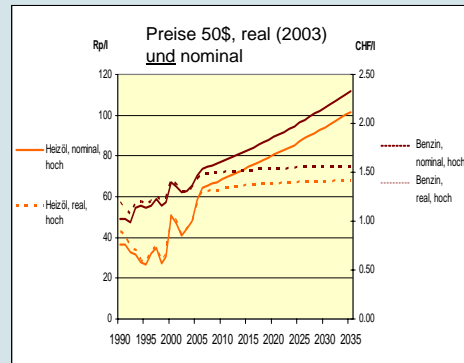
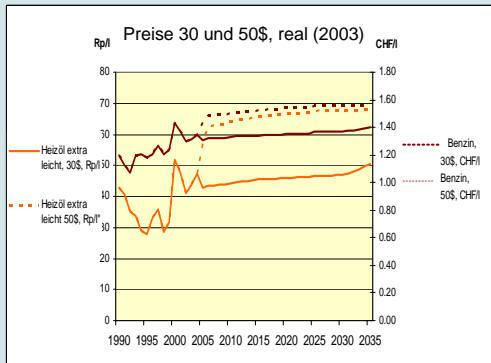
Haushalte	Heizöl extra leicht	Rp/l	42.85	51.93	44.16	46.04	46.84	50.58
	Elektrizität	Rp/kWh	17.99	19.21	17.09	18.08	18.56	18.18
Industrie	Heizöl extra leicht	CHF/t	461.53	525.98	432.20	445.51	449.17	488.86
	Elektrizität	Rp/kWh	15.06	11.92	9.49	10.44	11.00	10.80
Verkehr	Benzin	CHF/l, inkl. MwSt.	1.20	1.43	1.33	1.36	1.37	1.40
	Diesel	CHF/l, inkl. MwSt.	1.35	1.47	1.40	1.44	1.45	1.49

Preise (real, SFr. 2003), Erdölpreis 50\$ pro Barrel

Haushalte	Heizöl extra leicht	Rp/l	42.85	51.93	63.85	66.72	67.85	68.04
	Elektrizität	Rp/kWh	17.99	19.21	17.09	18.32	19.04	18.77
Industrie	Heizöl extra leicht	CHF/t	461.53	525.98	646.51	667.59	672.78	674.67
	Elektrizität	Rp/kWh	15.06	11.92	9.49	10.72	11.58	11.50
Verkehr	Benzin	CHF/l, inkl. MwSt.	1.20	1.43	1.50	1.54	1.56	1.56
	Diesel	CHF/l, inkl. MwSt.	1.35	1.47	1.60	1.64	1.66	1.66



Einleitung (5): Energiepreise





Szenario II: Verstärkte Zusammenarbeit (1) Politikinstrumente

Die Politikinstrumente bauen auf dem "autonomen" technischen Fortschritt und der bisherigen Politik auf.

Die aktuellen Vorschläge für Klimarappen, CO₂-Abgaben auf Brennstoffen, Mehrkostenfinanzierung für "Ökostrom" (Gemäss StromVG/EnG-Revision) und "freiwillige" Anstrengungen werden weiterentwickelt.

Blick ONLINE NEWS ► WIRTSCHAFT
Klimarappen will 724 Mio. investieren

Leuenberger will CO₂-Abgabe 15.2.06
Bern, 15. Feb. (sda) Bundespräsident Moritz Leuenberger hält an einer CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen fest. Ohne eine solche Abgabe könne die Schweiz die Ziele des Kyoto-Protokolls nicht erfüllen, betont der Umweltminister. Bis im

Der Brennstoff-Klimarappen – ein effizienter Beitrag zur Senkung der CO₂-Emissionen 22.02.06

Gasindustrie will eigenen Klimarappen

Nach dem Klimarappen I und II soll es nun auch noch einen «Klimarappen II» geben. Das 19.02.06

320 Millionen für Ökostrom

Departement Leuenberger präsentiert neues Fördermodell 19.02.06

Das Bohrloch wird teurer 15.2.06
Beim Basler Erdwärmeprojekt steigen die Kosten massiv

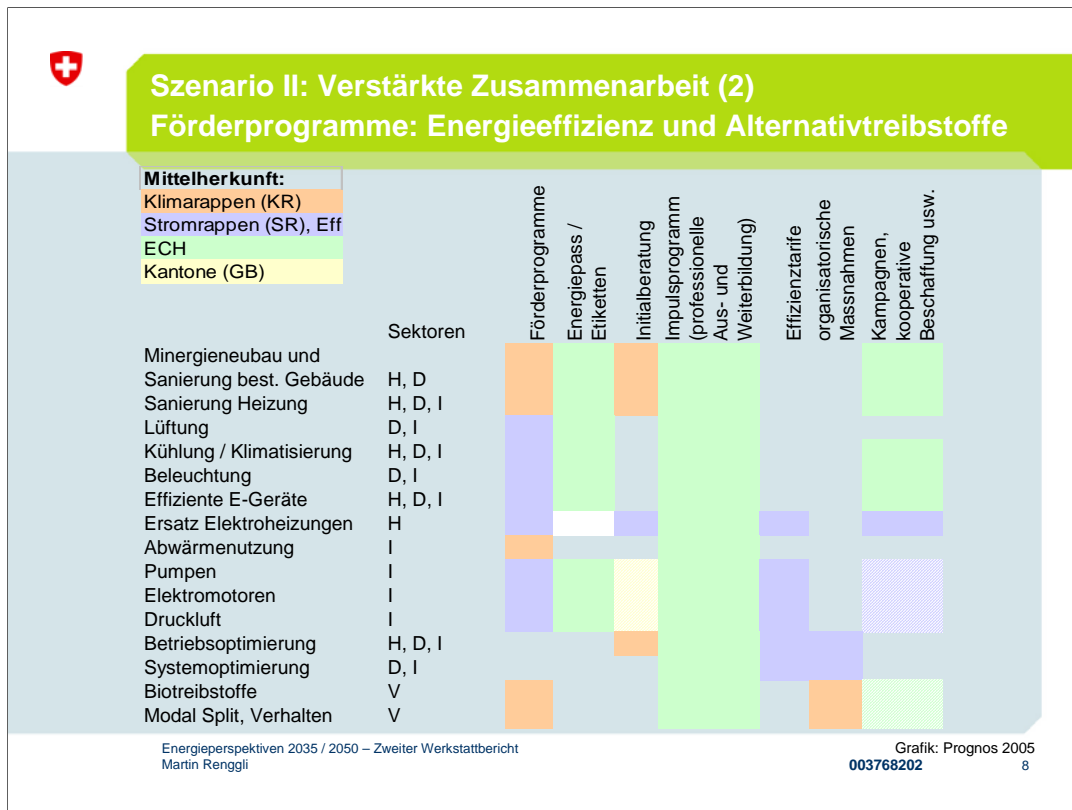
Bio-Energie
Axpo steigt bei Kompogas ein 18.02.06

Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

7

- Die Akteure verschieben Investitions- und Verhaltensprioritäten leicht in Richtung Energieeffizienz; kein Paradigmenwechsel, aber verstärkte Ausschöpfung wirtschaftlicher Potenziale.
- Moderate, zeitlich schnellere Anpassung von Bauvorschriften (Verbandsnormen SIA, Energieetiketten) an den technischen Fortschritt.
- Auf den Brennstoffen wird, entsprechend der Absicht des UVEK, eine CO₂-Abgabe (35 CHF/t) erhoben, um das CO₂-Ziel 2010 zu erreichen und den Anreiz für Zielvereinbarungen der Wirtschaft aufrecht zu erhalten. Die Wirkung der (nominal) konstanten Abgabe nimmt langfristig ab (2006 um 24%, 2035 noch um 15% erhöhter Heizölpreis).
- Keine CO₂-Abgabe auf Treibstoffen – hingegen Bonus-Malus für neue Personenwagen sowie Steuererleichterung und –befreiung für alternative Treibstoffe.
- Wesentlich verstärkte Förderprogramme mit etwa zu gleichen Teilen direkten Subventionen und Finanzhilfen für Transaktionsmassnahmen (z.B. Weiterbildung der Fachleute, Energiediagnosen in KMU usw.). Im Unterscheid zum Klimarappen ist Szenario II auf die Zeit nach 2010 (Post-Kyoto, Post-ECH) ausgerichtet.



Szenario II: Mittelherkunft

Quelle	Szenario	Mio. CHF/a
Klimarappen (KR)	(Sz II)	100
Stromrappen (SR), Effizienz	(Sz II)	50
EnergieSchweiz (ECH)	(Sz I & II)	45
Kantone / Globalbudget (GB)	(Sz I & II)	40
Strom aus EE (Mehrkostenfinanzierung)	(Sz II)	330 ¹
Summe		565

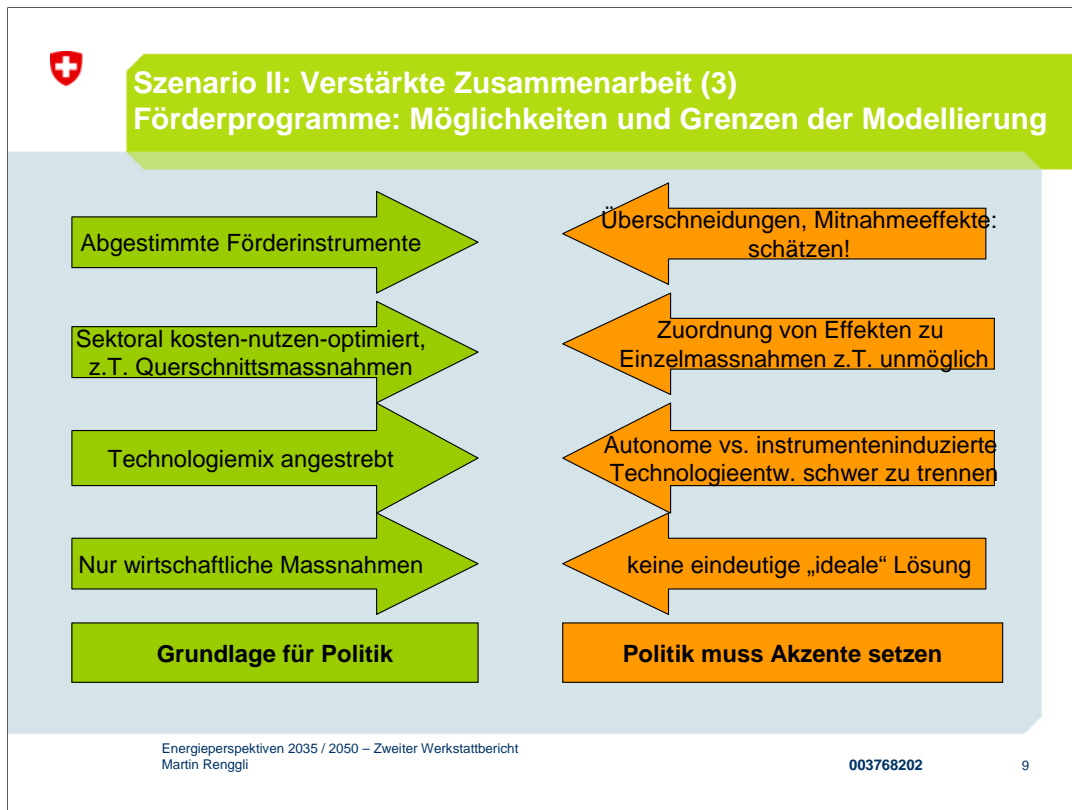
¹⁾ Förderung durch Finanzierung der Differenz zwischen Gestehungskosten der jeweiligen Technologie und der durchschnittlichen Gestehungskosten des konventionellen „Parks“. In einer Variante wird auch mit 110 Mio. CHF/a gerechnet. In Szenario I sind davon ca. 30 Mio. CHF/a bereits berücksichtigt.

Szenario II: Mittelverwendung

Zweck	Mio. CHF/a
CO2-Zertifikatekauf im Ausland (aus KR)	30
Energieeffizienz und EE Wärme H (aus KR, SR, GB, ECH)	50
Energieeffizienz und EE Wärme D (aus KR, SR, GB, ECH)	50
Energieeffizienz und EE Wärme I (aus KR, SR, GB, ECH)	50
Treibstoffe aus Ern. Energien (aus KR)	30
Sonst. Massnahmen Verkehr (aus KR, ECH)	25
Strom aus EE (SR, Mehrkostenfinanzierung)	330
Summe	565

Sektoren:

H: Haushalte, D: Dienstleistungen/Gewerbe/Landwirtschaft, I: Industrie, V: Verkehr



Möglichkeiten und Grenzen der Modellrechnungen

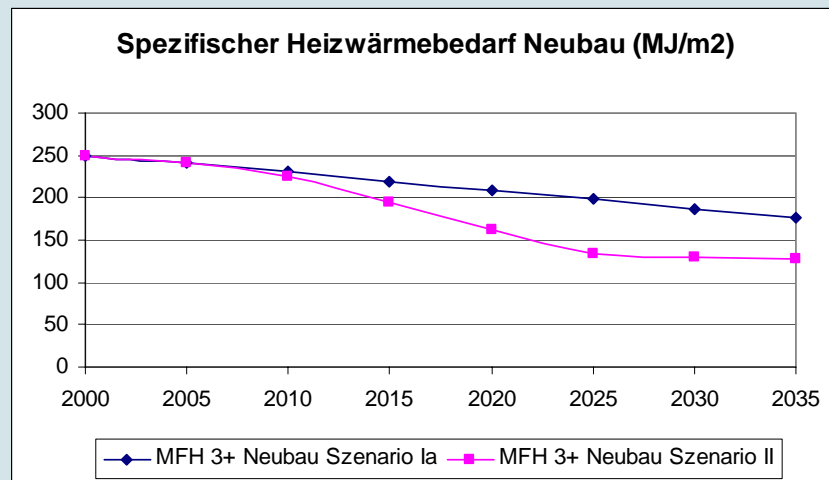
Es ist kein einzig richtiger Instrumentenmix abzuleiten; die Lösungen sind mehrdeutig.

Die "Politik" ist herausgefordert Akzente zu setzen.

- Innerhalb der Verbrauchssektoren wird eine möglichst kosten-nutzen-optimale Verteilung der Fördermittel unterstellt. Die Programme der Wirtschaft, des Bundes (Transaktionsmassnahmen EnergieSchweiz, Globalbeiträge) und der Kantone sind aufeinander abgestimmt, um optimale Wirkungen zu erzielen. Hieraus folgt aber, dass man nicht mehr alle Wirkungen von Einzelmassnahmen isolieren kann.
- Strom aus erneuerbaren Energien wird kostenoptimal gefördert (billigste zuerst), wobei ein Mix angestrebt wird; das Förderbudget kann für Folgejahre angespart werden, um günstige Zeitpunkte für Investitionen zu erhalten.
- Erfahrungen aus Evaluationen (Minerrieförderung, EnergieSchweiz usw.) werden berücksichtigt. Wirkungsüberschneidungen und Mitnahmeeffekt bei Förderprogrammen (sowohl durch Energiepreise wie Förderprogramme ausgelöste Investitionen) werden mit Schätzwerten berücksichtigt.
- Direkt in Modellrechnungen eingebaut werden Daten über Heizwärmebedarfe, Wirkungsgrade usw. Hilfsrechnungen sind dagegen nötig z.B. für Förderprogramme (zusätzliche Sanierungen pro Förderfranken) und einzelne Massnahmen, wie die Redimensionierung von Pumpen, Gebläsen usw.



Szenario II: Endenergienachfrage (1) Beispiel Haushalte



Prognos 2005

Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

10

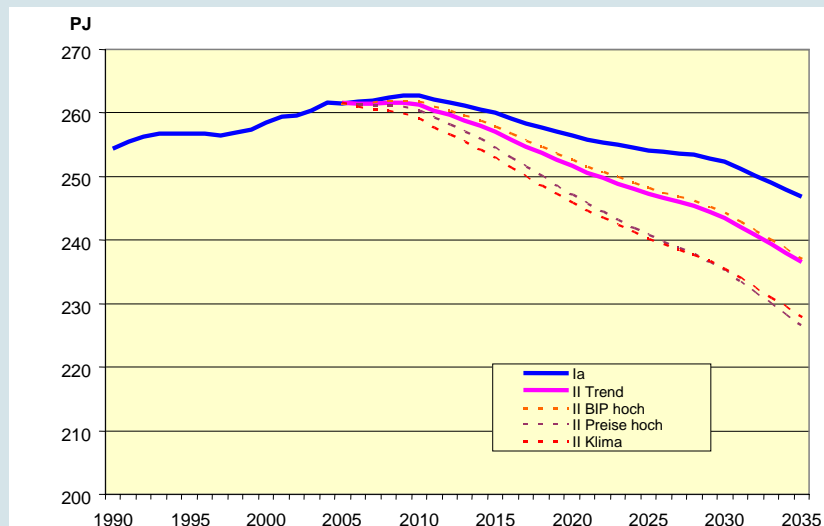
Die Figur zeigt die Entwicklung des Heizwärmebedarfs (MJ/m²) aufgrund der Vorschriften für neue Mehrfamilienhäuser

Beispiele für weitere Instrumente und Massnahmen im Haushalt:

- Minergie Neubauten und –sanierungen werden mit 5 Mio. CHF p.a. gefördert → Reduktion des Heizwärmebedarfs durch Sanierungen um 3% ein Mitnahmeeffekt von ca. 40% ist dabei abgezogen.
- Bauteilprogramme mit 10 Mio. CHF/a → Zusätzlich energetisch erneuerte Wohnfläche von 5 (MFH) bis 12% (EFH). Die Variante "Preise hoch" reduziert den Effekt wegen generell höherem Erneuerungsniveau.
- Gebäudepass: 30% der Kosten der Verbrauchserhebung werden (bei Sanierungen) subventioniert → 20% der Pinselsanierungen werden zu energetischen Sanierungen mit 30% Verbesserung gegenüber einer Standardsanierung.
- Aus- und Weiterbildungsprogramme bei Heizungsfachleuten werden mit 1.5 Mio. CHF/a gefördert (jährlich 600 Personen à zwei Tage) → 0,6 % besserer Wirkungsgrad der Heizanlagen, 12% Einsparung an Hilfsenergie (1/4 des Potenzials).
- Subventionen von 2'500-5'000 CHF bei Umstellung von Elektroheizung auf Wärmepumpen, Biomasse → bis 2035 zusätzlich 18'000 dauernd bewohnte Wohnungen umgestellt.
- Subventionen für Wärmepumpen-Tumblern (NAI bestehen bei EFH)
- Gutscheine (10'000 p.a. à 100 CHF) werden beim Kauf von A++ Geräten verlost → 20'000 zusätzliche A++ Geräte, der Neugeräteverbrauch liegt um 0,6% tiefer (Mitnahmeeffekt von 50% ist abgezogen)



Szenario II: Endenergienachfrage (2) Beispiel Haushalte Endenergienachfrage



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

11

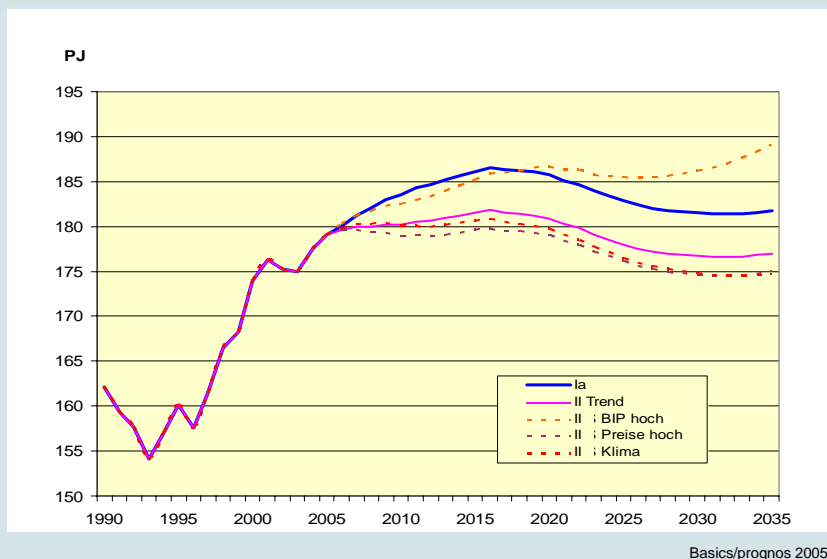
Die Figur zeigt im Vergleich zu Szenario I (blau) den Endenergieverbrauch der Haushalte mit den Varianten Trend (rosa) und den Varianten "Preise hoch, BIP hoch, Klima wärmer" (gestrichelt). Die Variante „Preis hoch“ hat geringen Einfluss, da die Kosten für eine zusätzliche eingesparte kWh z.T. rasch ansteigen.

Die Nachfrage im Haushaltsektor ist bei allen Varianten weniger "fossillastig" als im Szenario I. Die Elektrizitätsnachfrage steigt weniger stark als in Szenario I.

Einsparungen und Kosten (Trend)	2006 – 2020	2006 – 2035
(1) Kumulierte Einsparungen (PJ)	12.6	66.3
(2) Kumulierte CO ₂ -Reduktion (Miot)	0.37	1.82
(3) Kumulierte Kosten (2005; Mio. CHF)		350
653		
(4) Spezifische Einsparungen (Kosten der "Negawatts") in Rp. /kWh		
(3): (1) Wärme	10.1	3.5
(3): (1) Elektrizität	9.0	4.2



Szenario II: Endenergienachfrage (3) Beispiel Industrie / Gewerbe



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

12

Die Figur zeigt den Endverbrauch in den Varianten Ia (blau) und II (rosa). Die Variante BIP hoch (gestrichelt) hat zur Folge, dass selbst bei "verstärkter Zusammenarbeit" der Verbrauch ab 2020 über Szenario I liegt.

Instrumente und Massnahmen in der Industrie:

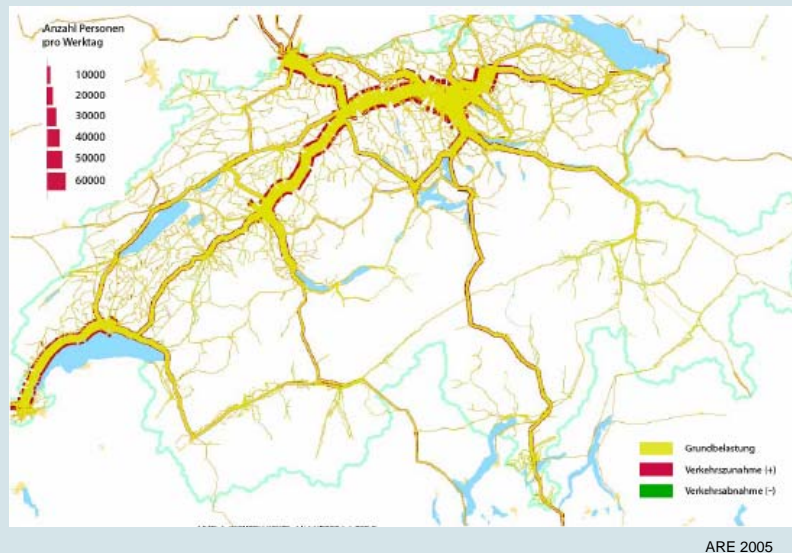
- Vereinbarungen zur Befreiung von der CO₂-Abgabe auf Brennstoffen und von Detailvorschriften der Kantone, Ausweitung der "Grossverbraucherparagrafen" auf die KMUs.
- Subventionen für Transaktionskosten (20 Mio. CHF p.a.), insbesondere für Energiediagnosen in KMUs zur Nutzung wirtschaftlicher Effizienzpotenziale (5 – 10%; Rückzahl-fristen 4 – 5 Jahre).
- Im Zusammenhang mit den Energiediagnosen Subventionen für effiziente Energietechniken (10 Mio. CHF p.a.).
- Effizienztarife der EVU als Belohnung für "Negawatts" - bei steigenden Strombeschaffungskosten auch für EVUs attraktiv.

Instrumente und Massnahmen im Sektor Dienstleistungen und Landwirtschaft:

- Vorschriften ähnlich Haushalte, mit Schwergewicht auf Haustechnik, Lüftung, Beleuchtung, Klimatisierung (die Stromkosten sind 3x höher als bei Brennstoffkosten)
- Vereinbarungen und Subventionen ähnlich Industrie und KMUs.



Szenario II: Endenergienachfrage (4) Beispiel Verkehr – Entwicklung des öffentlichen Personenverkehrs



ARE 2005

Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

13

Die Figur zeigt als Beispiel die Grundlast und die Verkehrszunahme (dunkelrot) im öffentlichen Personenverkehr nach den neuen Personenverkehrsperspektiven des UVEK (ARE) 2000 – 2030. Im Verkehrs-Basissszenario, das für die Szenarien I – III unterstellt wird, werden die positiven Entwicklungen des OeV-Angebotes der letzten zehn Jahre fortgeschrieben (+44% Zunahme des OeV-PV). Im Szenario IV wird ein weitergehendes Verkehrs-Alternativszenario "Regionaler Ausgleich und Ressourcenverknappung" unterstellt (Zunahme OeV-PV +61%).

- **Mengenkomponenten Personenverkehr (Basissszenario):**

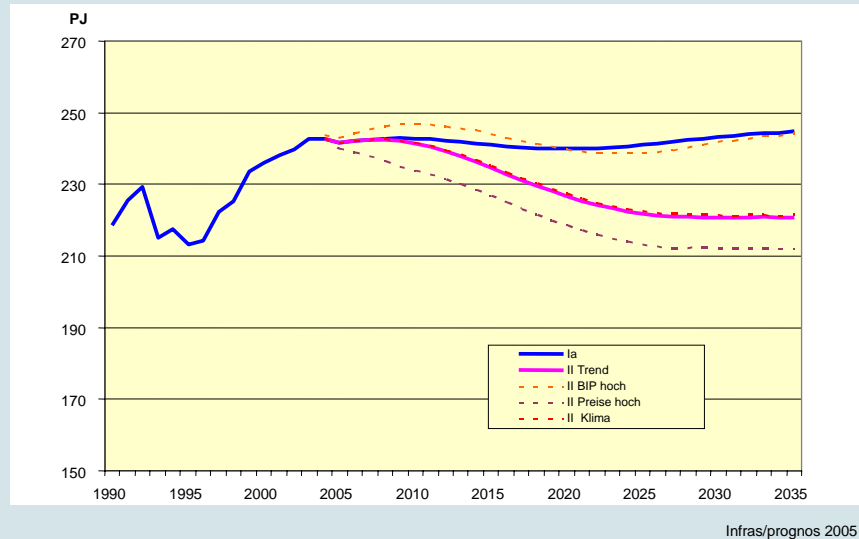
- Öffentlicher Personenverkehr + 44% Pkm
- Motorisierter Individualverkehr + 26% Fzkm
- Der Marktanteil OeV steigt von 39 auf 47%.

- **Mengenkomponenten Güterverkehr (Basissszenario):**

- Schienenverkehr + 85% Tkm
- Strassenverkehr + 35% Tkm
- Der Marktanteil der Schiene steigt v.a. im stark wachsenden Transitverkehr von 39 auf 47%, was eine Trendwende bedeutet.



Szenario II: Endenergienachfrage (5) Beispiel Verkehr



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

14

Die Figur zeigt eine Absenkung des Energieverbrauchs im Verkehr ab 2010 im Szenario II (rosa).

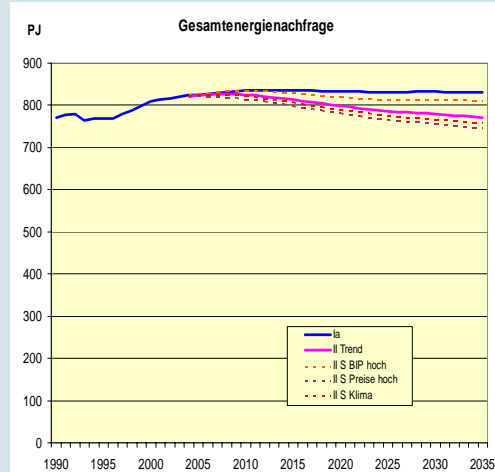
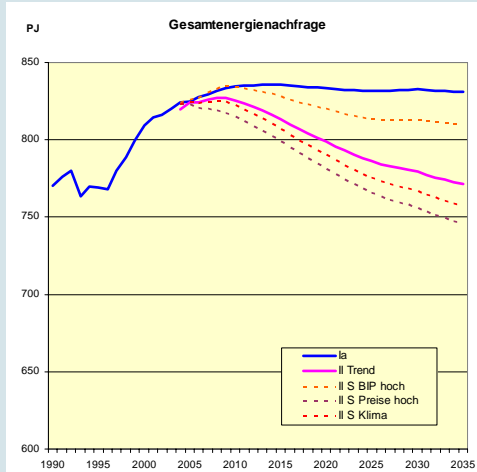
Im Szenario II (rosa) wird Dieselöl verstärkt anstelle Benzin eingesetzt; auf Alternativtreibstoffe entfallen bis 2020 ca. 10% (EU-Ziel 20%). Die Effizienz der Motorfahrzeuge wird gegenüber Szenario I (blau) stark verbessert.

Beispiele für energiepolitische Instrumente und Massnahmen im Verkehr:

- Preisliche Anreize: Bonus-Malus für neue PKWs → 3% p.a. Reduktion des spez. Verbrauchs (Statt 1,5% p.a. im Szenario I).
- Fiskalische Förderung Treibstoffe aus erneuerbaren Energien (Minöst-Revision):
 - 5,8% Ethanol bis 2020 (Benzin)
 - 5,0% Bio-Diesel, RME nach 2020
 - 10% Biogasanteil am Erdgas als Treibstoff (ca. 140'000 Fz bis 2035)
 - (Grenzen: Import 50% billiger als Eigenproduktion)
- Geringe Zuschüsse aus Klimarappen, weil Verwendungsmöglichkeiten begrenzt (z.B. Ecodriven) und die Mittel z.B. für Investitionen in effiziente Verkehrssysteme unterkritisch sind.



Szenario II: Verstärkte Zusammenarbeit – Endenergienachfrage (6) Gesamtenergie



Prognos 2005

Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003767937

15

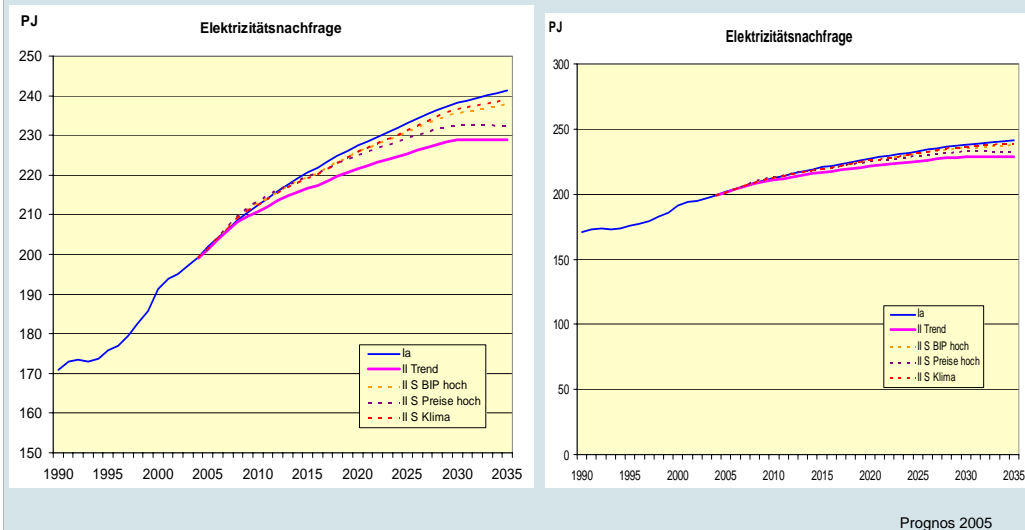
Gesamtenergienachfrage in zwei Massstäben:

Linke Figur ohne Nullpunkt, illustriert die verschiedenen Entwicklungen in grösserem Massstab.

Rechte Figur mit Nullpunkt, illustriert die (geringen) Unterschiede der verschiedenen Entwicklungen der Gesamtenergienachfrage. Verglichen mit Szenario I (ohne CO₂-Abgabe) liegt die gesamte Nachfrage (Trendvariante) des Szenarios II im Jahr 2035 nur 7% tiefer.



Szenario II: Verstärkte Zusammenarbeit – Endenergienachfrage (7) Elektrizität



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003767937

16

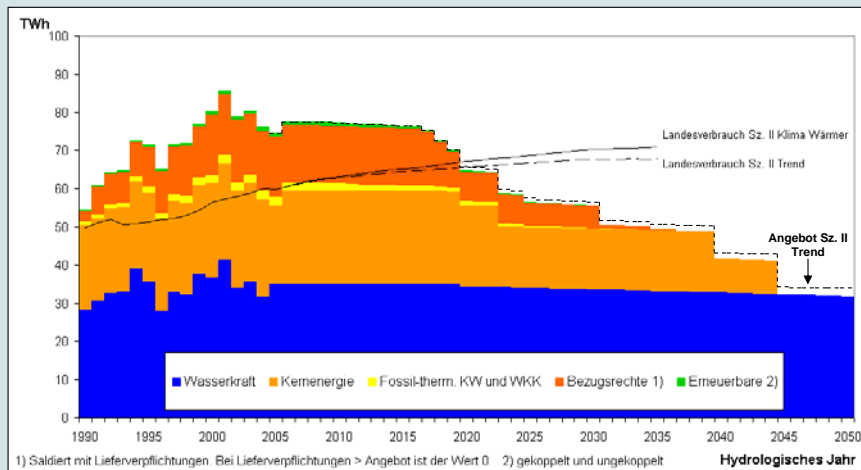
Elektrizitätsnachfrage, zur Illustration wiederum ohne und mit Nullpunkt.

Szenario II: Stabilisierung erst ab 2030, Zunahme +24% von 2000 – 2035 in der Trendvariante. Verglichen mit Szenario I liegt die Elektrizitätsnachfrage (Trendvariante) in Szenario II im Jahr 2035 nur 5% tiefer.

In der Variante „Klima wärmer“ nimmt der Stromverbrauch im Szenario II mit +29% deutlich weniger zu als im Szenario I (+39%); dies dank Vorschriften über Klimaanlageanlagen im Szenario II.



Szenario II: Elektrizitätsangebot (1) Hypothetische Lücke – Variante "Klima wärmer"



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

17

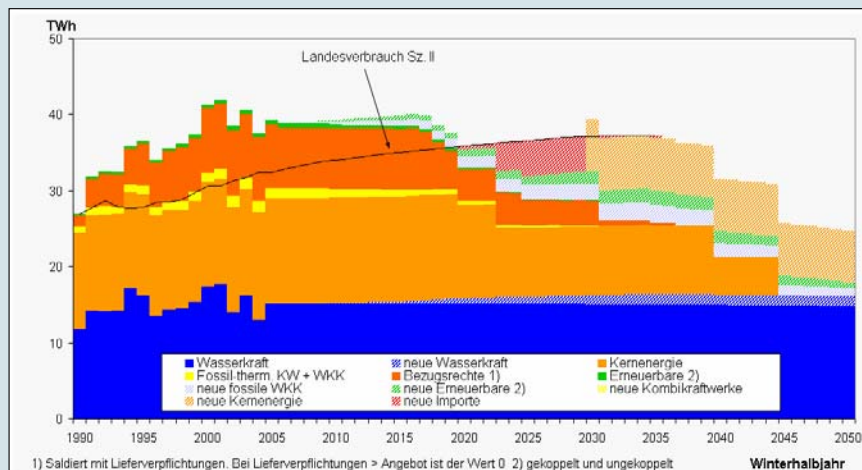
Die Figur zeigt die hypothetischen Stromlücken „Trendvariante“ (gestrichelt) und „Klima wärmer“. Bei einem Verzicht auf Ersatz und Ausbau der Produktionskapazitäten beträgt die Lücke beim „Trend“ im Jahr 2035 16,8 TWh, bei „Klima wärmer“ jedoch 21,5 TWh. Extremfälle des Klimas werden noch durchgerechnet - vor allem die verfügbare Leistung spielt dann eine zentrale Rolle.

		Lücke "Trend" (TWh) ¹					Lücke "Klima wärmer" (TWh) ¹			
		2000	2020	2035	2050		2000	2020	2035	2050
Jahr	Gesamtangebot	80.1	65.4	51.0	34.2		80.1	64.7	49.4	31.4
	Landesverbrauch	56.4	65.8	67.8			56.4	67.1	70.9	
	Überschuss / Lücke	23.7	-0.4	-16.8			23.7	-2.4	-21.5	
Winter	Gesamtangebot	41.3	32.4	24.5	14.8		41.3	32.1	23.8	13.8
	Landesverbrauch	30.6	35.8	37.2			30.6	36.6	38.9	
	Überschuss / Lücke	10.7	-3.4	-12.7			10.7	-4.5	-15.1	

1 TWh = 1 Mrd kWh = 3,6 PJ = 24'000t Öl äquivalent



Szenario II: Elektrizitätsangebot (2) Angebotsvariante A: Lückenschliessung mit neuen Importen und Kernenergie - Winter



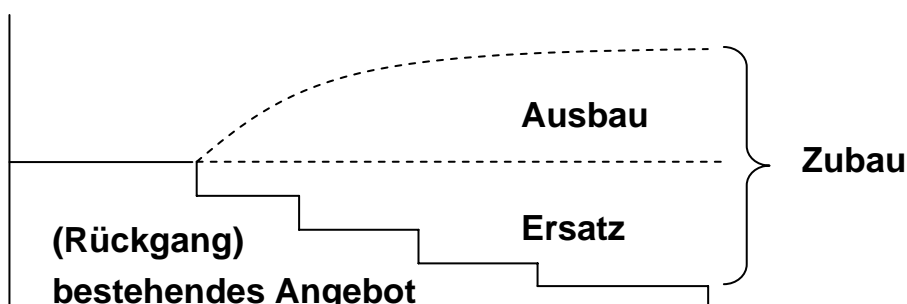
Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

18

Definition des "Zubaus" von Stromproduktionskapazitäten:

In den Szenarien wird zur Schliessung der Stromlücken in der Regel davon ausgegangen, dass die künftig altershalber ausser Betrieb gehenden Produktionsanlagen durch ähnliche Anlagen ersetzt werden (Ersatz). Zur Deckung der wachsenden Nachfrage (ab 2003) werden unter den Voraussetzungen der jeweiligen Rahmenentwicklung und Politikinstrumente neue Anlagen erstellt (Ausbau). Ersatz und Ausbau ergeben insgesamt den Zubau (s. unten stehendes Schema).



Die Figur zeigt Szenario II, **Angebotsvariante A**: Lückenschliessung vor allem mit neuen Importen und Kernenergie.

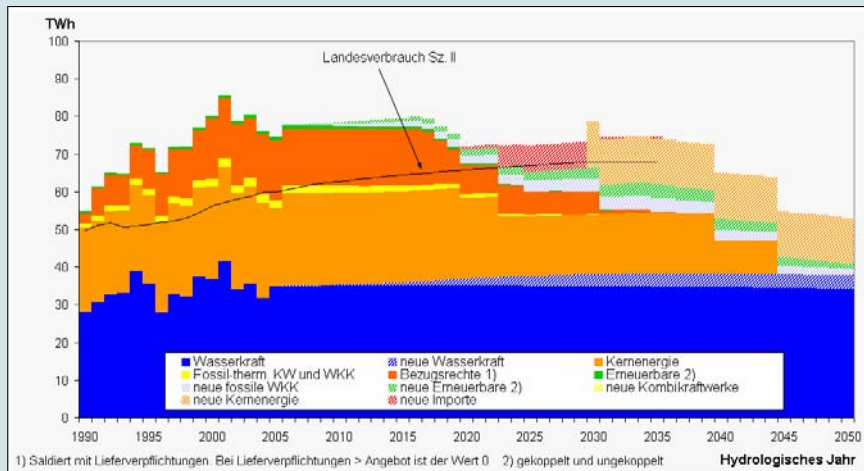
Auch bei einer Politik „verstärkte Zusammenarbeit“ ergibt sich von 2020-2030 ein grosser Importbedarf (rot schraffierte Fläche). 2030 wird mit der hier dargestellten Angebotsvariante A ein neues KKW à 1600 MW unterstellt (orange schraffiert); im Gegensatz zu Szenario I, wo zwei KKW's zugebaut werden müssen.

Im Rahmen des Szenario II wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (grün) finanziell verstärkt gefördert, die fossilthermischen WKK-Anlagen (hellblau schraffiert) werden (weitgehend) autonom zugebaut. In der Angebotsvariante A wird auf den Zubau von fossilthermischen zentralen Anlagen (GuD-Anlagen) verzichtet (s. auch Folie 19).

Ohne weiteren Zubau öffnet sich die Lücke erneut ab 2035. Vordergründig ist die Variante A möglicherweise die "billigste" Lösung. Die Risiken bezüglich Versorgungssicherheit sind jedoch ab 2020 erheblich.



Szenario II: Elektrizitätsangebot (3) Angebotsvariante A: Lückenschliessung mit neuen Importen und Kernenergie - Jahr



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

19

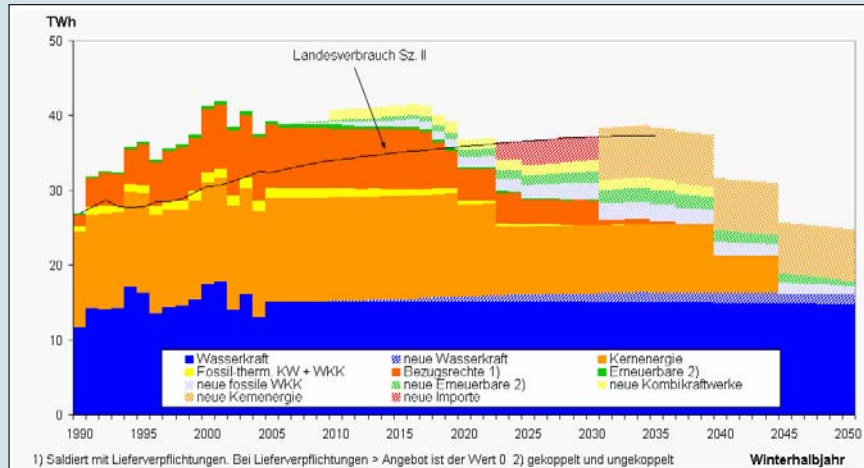
Die Figur zeigt Szenario II, Angebotsvariante A, in Jahreswerten. Unter der Vorgabe, dass die mittlere Winterproduktion den mittleren Landesverbrauch im Winter deckt, sind v.a. im Sommer Exportüberschüsse während längeren Zeitperioden zu erwarten.

Erwarteter Zubau der konventionellen Stromproduktion (Jahreswerte)

- Wasserkraft (blau): s. Folie 20
- KKW (orange): Die Betriebsdauer der bestehenden Anlagen beträgt 50 (KKM, KKB) und 60 Jahre (KKG, KKL); 2030 ist ein neues KKW der Generation III III+ zu 1600 MW (7600 h/a) in Betrieb. Generation IV ist erst nach 2030 zu erwarten.
- GuD (gelb): Bestehende konventionell-thermische Anlagen werden in der Angebotsvariante A mit Ende Betriebsdauer definitiv stillgelegt.
- WKK (hellblau): Im Szenario I wird bereits ein autonomer Zubau (gegenüber heute) 1,2 TWh erwartet. In Szenario II wird als Folge der verstärkten Zusammenarbeit mit zusätzlich 1,4 TWh gerechnet; in diesem Szenario verzeichnen die Brennstoffzellen jedoch keinen spürbaren Zuwachs.
- Erneuerbare (hellgrün) s. Folie 20



Szenario II: Elektrizitätsangebot (4) Angebotsvariante B: Lückenschliessung mit neuen Importen, Chavalon und Kernenergie - Winter



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

20

Die Figur zeigt Szenario II mit einer **Angebotsvariante B**: Lückenschliessung v.a. mit neuen Importen und einer fossil-thermischen Übergangsstrategie beschränkt auf Chavalon (357 MW; 6000 h/a) längerfristig ist der Zubau eines KKW nötig.

Erwarteter Zubau der erneuerbaren Stromproduktion (Jahreswerte)

Wasserkraft:

Bestehende Anlagen werden ersetzt; Restwassereinbussen von ca. -0,9 TWh werden dabei (bis 2035) kompensiert. Anlagen <10 MW werden finanziell gefördert; der erwartete Ausbau beträgt 2,5 TWh. Dazu kommt 1,0 TWh von kostengünstigen Umbauten der Grosswasserkraftwerke (>10 MW). Diese 1,0 TWh wird auch im Szenario I unterstellt. Insgesamt erfolgt damit in Szenario II ein Zubau von 3,5 TWh.

KVA:

Bei Kehrlichtverbrennungsanlagen besteht ein Ausbaupotenzial von 300 GWh durch kostengünstige Massnahmen. Dieses Potenzial wird im Szenario II ausgeschöpft. Der Ersatz von bestehenden KVA beträgt bis 2035 ca. 1,5 TWh. Der Zubau (Ersatz + Ausbau; siehe auch die Notizen von Folie 18) beträgt insgesamt 1,8 TWh, wovon die Hälfte, gemäss derzeit gängiger Definition, als erneuerbar angerechnet wird (0,9 TWh).

Neue EE:

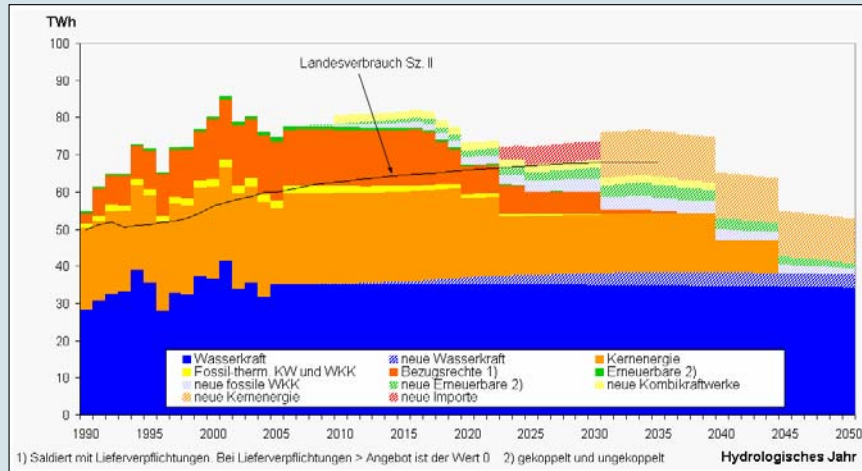
Unterstellt wird eine tendenziell kosten-nutzen-optimale Finanzierung der Mehrkosten der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Die Fördermittel werden auf 330 Mio. CHF/a begrenzt. Die Mechanismen der verschiedenen Modelle (Quoten, Ausschreibungen, Einspeisevergütung) wurden in der AG nicht untersucht. Unter diesen Voraussetzungen ist im Szenario II (zusätzlich zum Zubau von 0,4 TWh in Szenario I) ohne die Wasserkraft ein Zubau von 3,6 TWh bis zum Jahr 2035 zu erwarten. Davon entfallen auf:

- KVA-Erneuerung 0,2 TWh (EE-Anteil 50%) und Ersatz ca. 0,7 TWh
- Biomasse-WKK und KW 0,1 TWh
- ARA-Wirkungsgradverbesserung 0,4 TWh
- Biogas-WKK 0,8 TWh
- Fotovoltaik 0,2 TWh
- Wind 0,6 TWh
- Geothermie 0,6 TWh

Inklusive Wasserkraft <10 MW ist ein Zubau von 6,1 TWh bis 2035 zu erwarten. Die hier dargestellten Beiträge der Technologien sind keine eindeutige Lösung, da unter den Voraussetzungen des Szenarios II auch andere zeitliche Abfolgen der Investitionen möglich sind.



Szenario II: Elektrizitätsangebot (5) Angebotsvariante B: Lückenschliessung mit neuen Importen, Chavalon und Kernenergie - Jahr



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

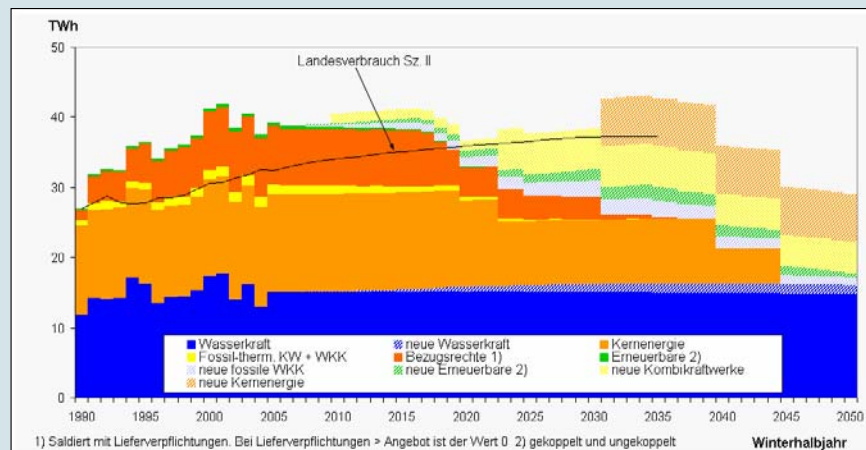
21

Die Figur zeigt die Situation mit Jahreswerten (hydrologisches Jahr).



Szenario II: Elektrizitätsangebot (6)

Angebotsvariante B: Lückenschliessung ohne neue Importe, mit fossil-thermischen zentralen Anlagen und Kernenergie-Winter



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

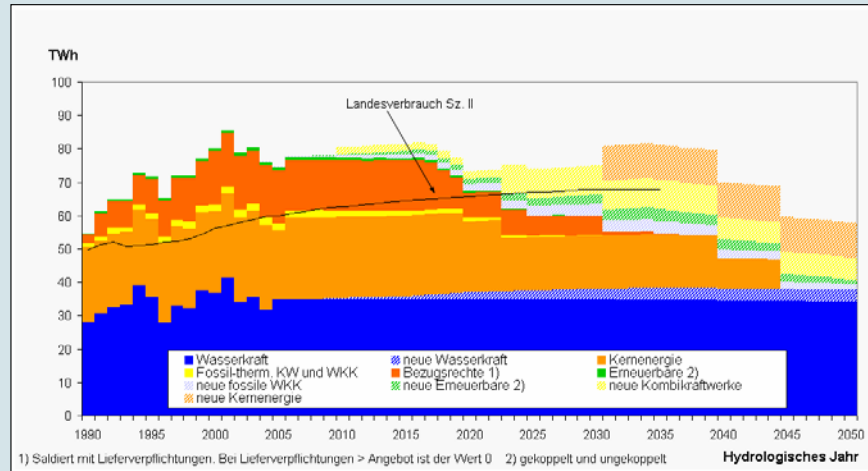
003768202

22

Die Figur zeigt Szenario II, **Angebotsvariante B**: Lückenschliessung v.a. mit fossil-thermischer Übergangsstrategie und längerfristiger Zubau eines KKW. Da keine neuen Importe zugelassen werden, sind neben Chavalon zwei weitere GuD der (künftigen) Leistungsklasse 550 MW notwendig.



Szenario II: Elektrizitätsangebot (7) Angebotsvariante B: Lückenschliessung ohne neue Importe mit fossil-thermischen zentralen Anlagen und Kernenergie - Jahr



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

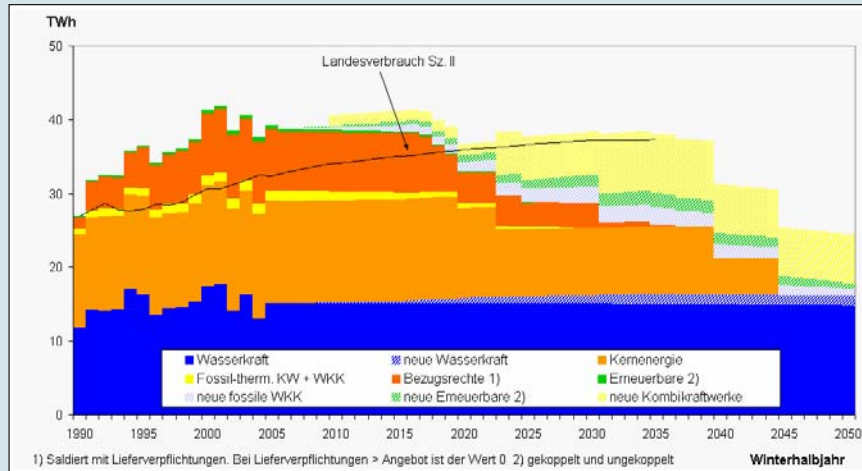
003768202

23

Die Figur zeigt die Situation mit Jahreswerten.



Szenario II: Elektrizitätsangebot (8) Angebotsvariante C: Lückenschliessung ohne neue Importe mit fossil-thermischen zentralen Anlagen - Winter



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

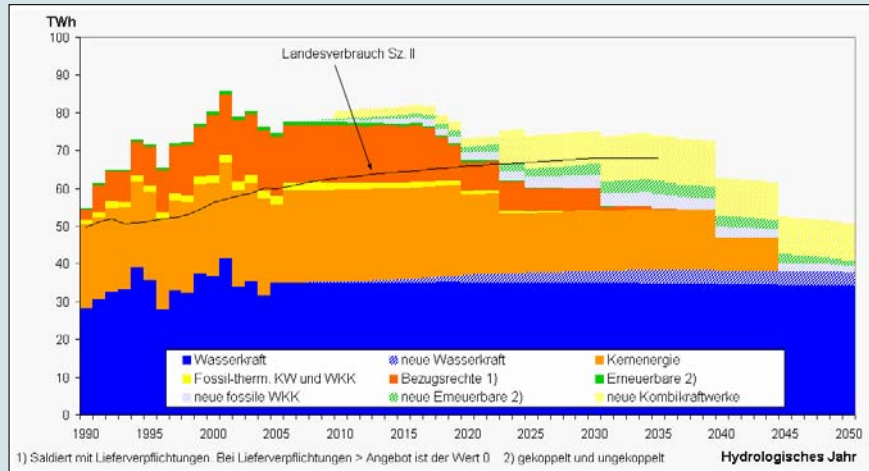
003768202

24

Die Figur zeigt Szenario II, **Angebotsvariante C**: Lückenschliessung v.a. mit fossil-thermischen zentralen Anlagen. Bei einem Verzicht auf neue KKW's sind neben Chavalon (357 MW) bis 2035 drei neue GuD-Anlagen à 550 MW (6'000 h/a) nötig. Die Anlagen sind in der Nähe von Hochdruckgasleitungen und Hochspannungsanschlüssen zu erstellen.



Szenario II: Elektrizitätsangebot (9) Angebotsvariante C: Lückenschliessung ohne neue Importe mit fossil-thermischen zentralen Anlagen - Jahr



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

25

Die Figur zeigt die Situation mit Jahreswerten.



Szenario II: Elektrizitätsangebot (10) Förderung EE (Stand 10.03.06)

Zubau ¹⁾ in GWh/a	2010	2020	2035	Bemerkung/Quelle
Wasserkraft bis 10 MW _{el}	125	1'500	2'500	PSI, 2005; Schätzungen Prognos
KVA (~ 50% EE-Anteil)	90	565	915	begrenztes Ausbaupotenzial; v.a. zusätzl. Stromerzeugung bei Ersatz (BFE, 2005)
Biomasse (Holz)	5	20	100	konservativ (vgl. Infrac, 2004), kaum Förderung
ARA	135	300	450	Gem. Infrac, 2004, ECH, 2005; Schätzungen Prognos
Biogas	75	350	800	Gem. Infrac, 2004 Schätzungen Prognos
Photovoltaik	0	40	225	Wird im kostenoptimierten Programm kaum gefördert
Wind	50	250	600	Richtung angestrebte Ziele ECH
Geothermie	20	100	550	Gem. PSI, 2005; ECH, 2005; Schätzungen Prognos
Total	500	3'125	6'140	

Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

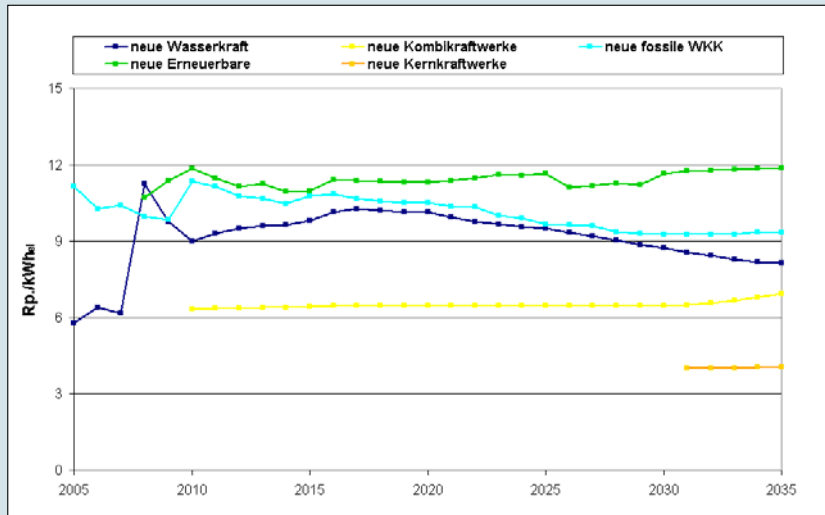
26

1) Ersatz (v.a. bei bestehenden KVA) + Neubau = Zubau

Erläuterungen siehe Folie 20



Szenario II: Elektrizitätsangebot (11) Durchschnittskosten des Zubaus für Variante B mit fossil-thermischen zentralen Anlagen und Kernenergie



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

27

Bem.: (volkswirtschaftliche) Stromgestehungskosten ab Klemme, ohne Externe Kosten (ohne CO₂-Zuschlag)

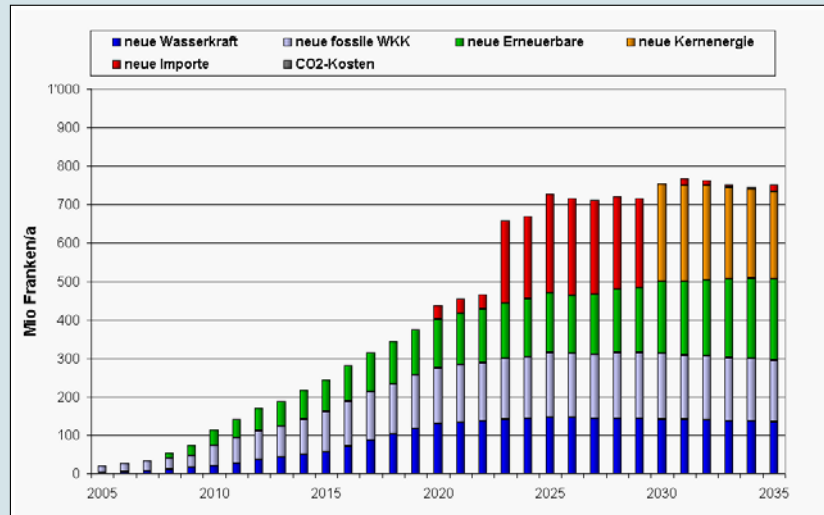
Die Figur zeigt die **Durchschnittskosten** für die Angebotsvariante B mit Lückenschliessung v.a. mit fossil-thermischen zentralen Anlagen und Kernenergie. Aufgezeichnet sind die Kosten der in den jeweiligen Jahren neu zugebauten Produktion (Ersatz und Ausbau), dividiert durch die ausgelöste Mehrproduktion (ergibt Kosten in Rp/kWh). Gezeigt werden Technologiegruppen.

Diese Kosten werden aus volkswirtschaftlicher Sicht erfasst:

- Realzins 2,5% (für alle Techniken);
- fossile Brennstoffe vorerst ohne Zuschlag für CO₂-Kosten;
- Kernenergie Brennstoffkosten inklusive Entsorgungs-, Stilllegungs- und Nachrüstkosten.



Szenario II: Elektrizitätsangebot (12) Jahreskosten des Zubaus für Variante A (diskontiert) mit neuen Importen und Kernenergie



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

28

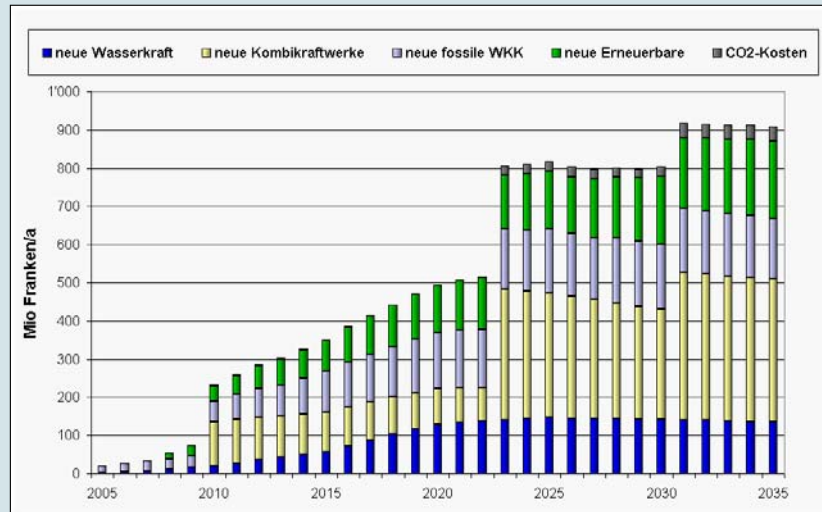
Die Figur zeigt die **Jahreskosten** für Angebotsvariante A mit Lückenschliessung v.a. mit neuen Importen (rot) und Kernenergie (orange). Aufgezeichnet werden die Kosten der in den jeweiligen Jahren neu zugebauten Produktion (Ersatz und Ausbau) nach Technologiegruppen.

Diese Kosten werden aus volkswirtschaftlicher Sicht erfasst:

- Realzins 2,5% (für alle Techniken);
- Fossile Brennstoffe inkl. Zuschlag für CO₂-Kosten; die CO₂-Kosten sind in dieser Variante jedoch kaum sichtbar - wegen dem Zubau an Kernenergie und der CO₂-Neutralität der neuen Importe gemäss CO₂-Gesetz;
- Kernenergie Brennstoffkosten und Entsorgungs-, Stilllegungs- und Nachrüstkosten.



Szenario II: Elektrizitätsangebot (13) Jahreskosten des Zubaus für Variante C (diskontiert) mit fossil-thermischen zentralen Anlagen



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

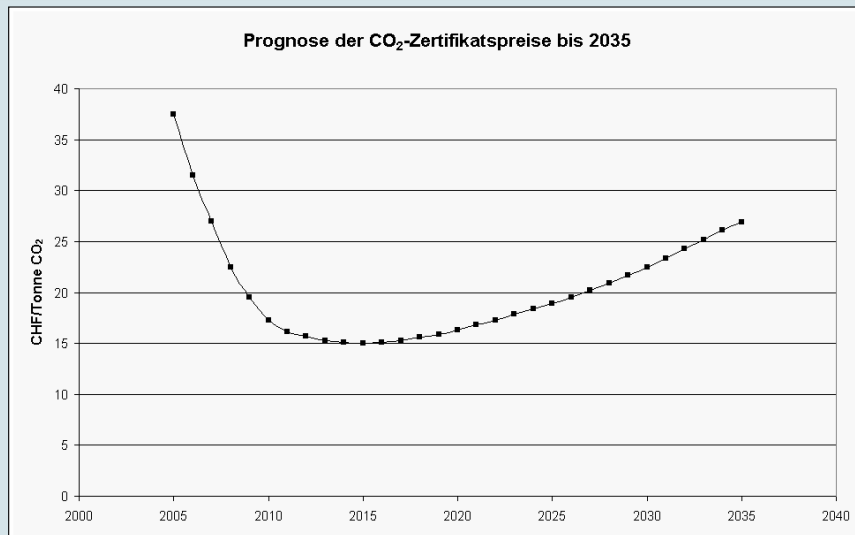
29

Die Figur zeigt die **Jahreskosten** für Angebotsvariante B mit Lückenschliessung v.a. mit fossil-thermischen zentralen Anlagen (gelb). Aufgezeichnet werden die Kosten der in den jeweiligen Jahren neu zugebauten Produktion (Ersatz und Ausbau) nach Technologiegruppen.

Diese Kosten werden aus volkswirtschaftlicher Sicht erfasst: Fossile Brennstoffe inkl. Zuschlag für CO₂-Kosten; die CO₂-Kosten sind jedoch im Vergleich zu den Erdgas-Brennstoffkosten und den übrigen Kosten gering.



Szenario II: Elektrizitätsangebot (14) Exkurs zum Zuschlag auf fossilen Brennstoffen für die CO₂-Kosten



Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

30

Die Kosten der CO₂-Reduktion (und damit der Preis für CO₂-Zertifikate) ist eine der Kostenarten des Kraftwerkzubaues. Der derzeitige CO₂-Preis liegt bei ca. 28 €/t; vor einem Jahr lag er bei ca. 10 €/t.

Dieser Preis dürfte, mit wachsender Liquidität des Zertifikatemarktes, zunächst fallen. Die Ursache dafür ist der Markteintritt der neuen EU- und weiterer Staaten (als Nettoanbieter von Zertifikaten). Langfristig ist wieder ein steigender realer Preis zu erwarten, weil die "Grenzvermeidungskosten" steigen.

Im hier vorgestellten ersten Schritt erfolgt die CO₂-Kompensation bei der Stromproduktion zu 100% durch Zertifikatekauf im Ausland. Varianten mit 50% Kompensation im Inland sind noch in Arbeit. Die aus der inländischen Kompensationsverpflichtung erzielten Mittel werden zur Finanzierung zusätzlicher Förderprogramme im Inland eingesetzt (womit man sowohl an die Grenzen der Modellrechnungen wie der Fördermöglichkeiten stösst).



Elektrizitätsangebot - Übersicht über die Gesamtkosten des Zubaus in den Szenarien I und II

Gesamtkosten 2004 - 2035 in Mrd. CHF, diskontiert						
	Szenario I			Szenario II		
Variante	A	B	C	A	B	C
neue Wasserkraft	0.6	0.6	0.6	2.9	2.9	2.9
neue Kernenergie	2.7	1.2	0.0	1.5	1.2	0.0
neue Kombikraftwerke (GuD)	0.0	5.6	8.2	0.0	2.3	5.7
neue fossile WKK	3.3	3.3	3.3	3.7	3.7	3.7
neue Erneuerbare *	1.6	1.6	1.6	3.4	3.4	3.4
neue Importe	3.2	0.6	0.0	1.8	1.3	0.0
neue Netze	offen	offen	offen	offen	offen	offen
Abzug Exporterlös	-1.2	-2.1	-2.3	-1.5	-2.7	-3.0
CO ₂ -Kosten **	-0.1	0.5	0.8	-0.2	0.0	0.4
Gesamt	10.1	11.9	12.2	11.6	12.1	13.2

Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

31

* Gekoppelt und ungekoppelt ** Importe und Exporte CO₂-Neutral

Angebotsvarianten

A: Neue Importe und Kernenergie

B: Neue Importe, fossil-thermische zentrale Anlagen und Kernenergie

C: Fossil-thermische zentrale Anlagen (ohne neue Importe)

Die Tabelle zeigt, dass Szenario I mit Varianten A oder B günstigere **Gesamtkosten des Zubaus** aufweist als Szenario II. Gründe: Geringerer Zubau an Wasserkraft und anderen erneuerbaren Energien. Dieser Kostenvorteil ist vordergründig, weil "Externalitäten" wie Energiepreis- und Versorgungsrisiken nicht berücksichtigt sind.

Variante B ist auch in Szenario II günstiger als Variante C wegen dem geringeren Zubau von GuD-Anlagen und tieferen CO₂-Kosten.

Für die Export- und Importpreise wird GuD-Strom unterstellt. Importe und Exporte werden als CO₂-neutral betrachtet. In Wirklichkeit können mit rasch abrufbarer Wasserkraft u.U. bessere Exporterlöse erzielt werden, und längerfristig dürften für Importe auch CO₂-Zuschläge zu zahlen sein.

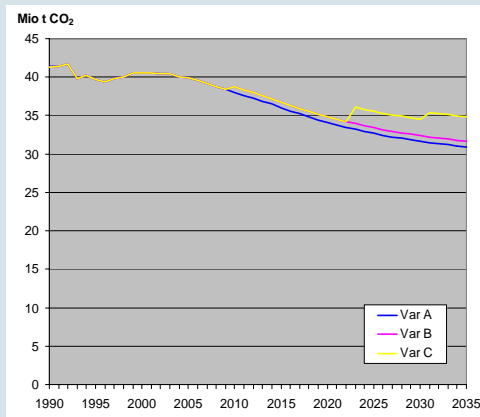
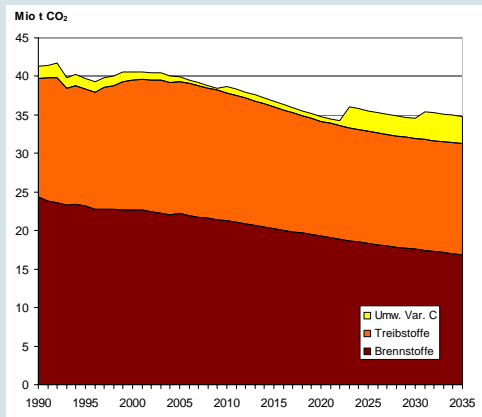
Die Kosten sind volkswirtschaftlich berechnete (direkte) Vollkosten von Ersatz und Zubau der Kraftwerkkapazitäten; der bestehende Kraftwerkpark wird nicht bewertet.

Kostenbestandteile: Abschreibung über technische Lebensdauer mit Zins von 2.5 %, Planungs- und Bauzeitkosten, fixe und variable Betriebskosten (Personal, Hilfs- und Betriebsstoffe, Wartung und Revision etc.), Brennstoffkosten, CO₂-Kosten (Zertifikatspreis).

Noch ausstehend sind die Berechnungen der sonstigen externen Kosten und der Kostenwirkungen auf das Stromnetz.



Szenario II: CO₂-Emissionen der verschiedenen Elektrizitätsangebotsvarianten



Prognos 2005

Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003767937

32

Die Figuren zeigen für das Szenario II die Entwicklung der inländischen CO₂-Emissionen (ohne inländische Kompensation) nach CO₂-Gesetz (ohne internationalen Flugverkehr).

Die linke Figur zeigt die Aufteilung der **CO₂-Emissionen nach Brennstoffen, Treibstoffen und dem Umwandlungssektor** für die „prioritär fossile“ Angebotsvariante C (Deckung der Lücke v.a. mit GuD ohne neue Importe). Dies ist für das Szenario II die Variante mit den höchsten inländischen CO₂-Emissionen. In den Emissionen des Umwandlungssektors sind alle Energieumwandlungen ohne Raffinerieverbräuche enthalten. Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung werden mit Wärmegutschriften bei den WKK berücksichtigt. Stromimporte und –exporte werden als CO₂-neutral bewertet.

Die rechte Figur fasst die gesamten CO₂-Emissionen für die drei **Angebotsvarianten A (neue Importe und KKW), B (neue Importe, fossilthermische Übergangsstrategie, neues KKW) und C (fossilthermisch zentral)** zusammen. Die Brenn- und Treibstoffentwicklungen sind in allen Varianten gleich, ebenso der gemäss Szenario II geförderte Zubau an Erneuerbaren Energien sowie der autonome Zubau fossil-dezentraler WKK.

Reduktion der CO₂-Emissionen, Szenario II, Trend in % bis 2010 gegenüber 1990, bis 2020/2035 gegenüber 2000

	<u>1990 – 2010</u>	<u>2000 – 2020</u>	<u>2000 – 2035</u>
Mit Variante A	- 8.1	- 15.9	- 23.8
Mit Variante B	- 6.4	- 14.1	- 22.0
Mit Variante C	- 6.4	- 14.1	- 14.1



Ausblick auf Szenarien III und IV (1) Ziele und Kennzeichnung

zu überprüfende Ziele	III Neue Prioritäten 2035	IV Wege zur 2 kW- Ges. 2035	Vision 2050
CO ₂ - Red. (bez. auf 2000)	-20%	-35%	-50%
EEV p.c.	-20%	-35%	-50%
Anteil EE Wärme	20%	30%	
Anteil EE Treibst.	5%	10%	
Anteil NEE Elektr.	10%	20%	

Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003768202

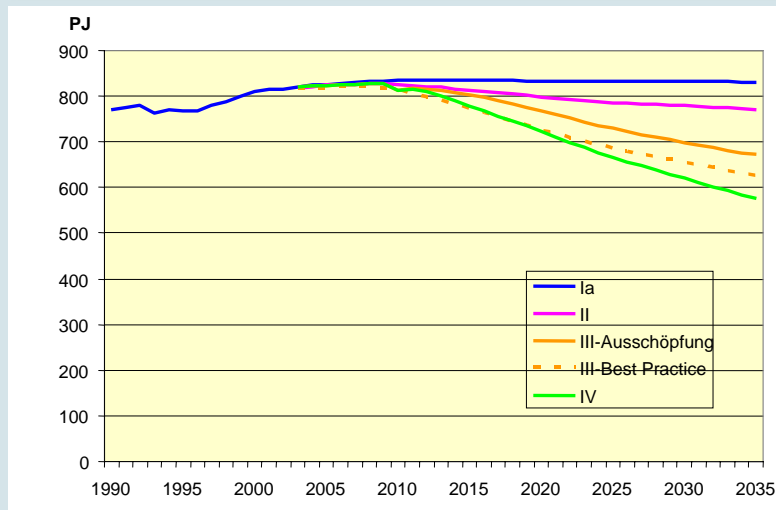
33

Kennzeichnung der Szenarien III und IV:

	III	IV
Globale Politik	<ul style="list-style-type: none">- Weltweit verstärkte Klimaschutz und Effizienzpolitik,- International harmonisierte Instrumente.	Klimaschutz und Energieeffizienz höchste Priorität
Rahmenentw. CH	<ul style="list-style-type: none">- Wohnflächen, Pkm usw. wie Trend,- Normale Investitionszyklen.	<ul style="list-style-type: none">- Veränderte Rahmenentwicklung (verdichtetes Bauen, Vermeiden weiterer Zersiedlung),- Gesellschaftlicher Wandel (z.B. neue Formen von Wohnen und Arbeiten), aber kein „Gürtel enger schnallen“.



Ausblick auf Szenarien III und IV (2) Vergleich Gesamtenergienachfrage



Prognos 2006

Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003767937

34

Energiesektor Szenario III

1. Schritt: Szenario III Best Practice

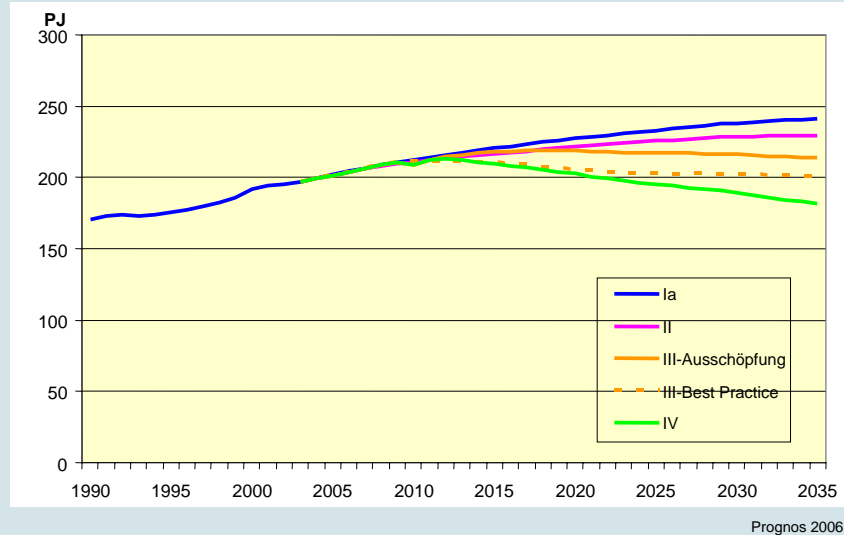
Die am Markt verfügbaren Best Practice – Anwendungen jedweder Techniken (z.B. Geräte, Prozesse, Gebäudestandards) setzen sich bereits ab 2010 flächendeckend durch. Beispiele: Anforderungen an bestehende Gebäude werden verdoppelt, alle „Pinselsanierungen“ werden zu hocheffizienten energetischen Sanierungen, von allen Geräten werden A++-Klassen angeschafft, in jeder Fahrzeugklasse werden die effizientesten Fahrzeuge eingesetzt usw. Die technischen Standards entwickeln sich zudem fort.

2. Schritt: Szenario III Ausschöpfung

Die Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeit, Investitionspräferenzen und Markthemmnissen führt zu langsamerer Durchdringung der Best Practice-Technologien. Beispiele: Neubauten im Durchschnitt erst langfristig auf Minergieniveau, weiterhin ein Teil Pinselsanierungen, nicht alle Sanierungen bis auf Idealstandard usw.



Ausblick auf Szenarien III und IV (3) Vergleich Elektrizitätsnachfrage

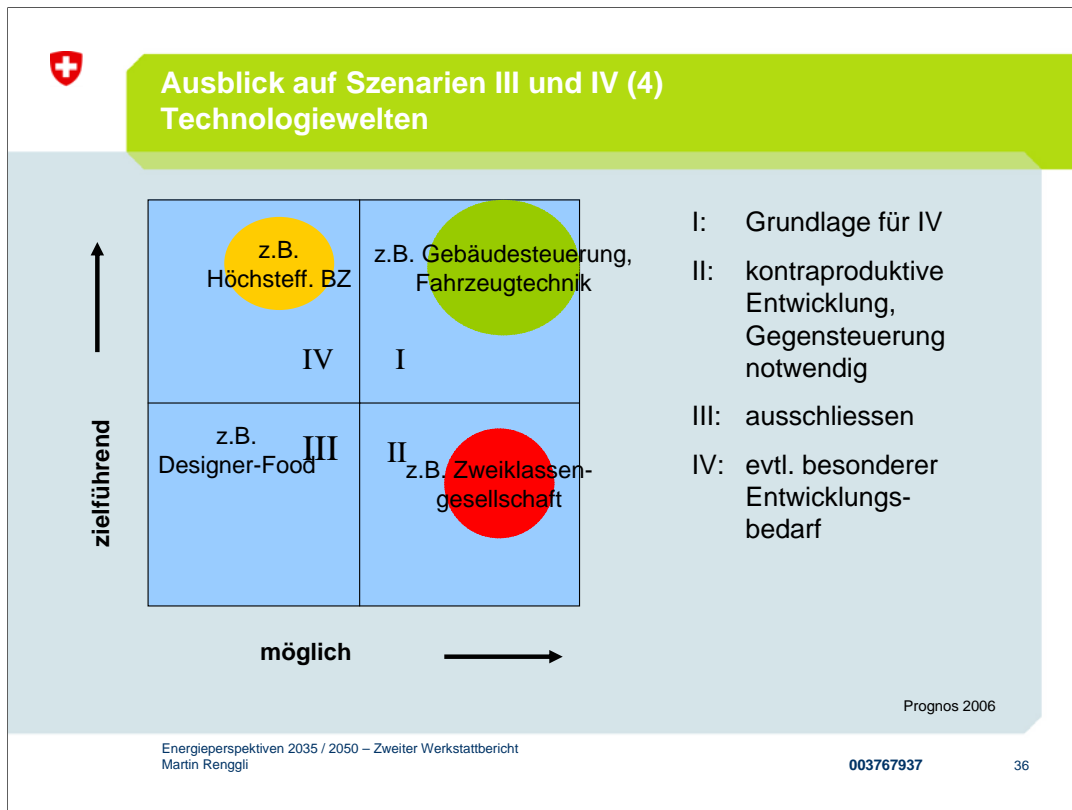


Energieperspektiven 2035 / 2050 – Zweiter Werkstattbericht
Martin Renggli

003767937

35

Die Elektrizitätsnachfrage bleibt in Szenario III ungefähr stabil; bei einer Änderung von Mengenkomponenten und Innovationen (Szenario IV), die über die heutige Technik hinausgehen, ist eine Abnahme der Stromnachfrage denkbar.



Szenario IV: Technologiewelten

Die Ergebnisse aus Szenario III zeigen, dass langfristige Ziele der 2000-Watt-Gesellschaft mit Best Practice der bekannten Technologien nicht zu erreichen sind. Szenario IV wird in zwei Schritten erarbeitet:

1. Schritt: Was ist an Beiträgen der neuen Schlüsseltechnologien möglich und was wird als zielführend eingeschätzt? (Methode: Delphibefragung Dezember/Januar 2005/06);
2. Schritt: (in Arbeit) Best-Practice-Standards bekannter Technologien setzen sich schneller durch als in Szenario III (Ausschöpfung). Hinzu kommen Innovationen, die über die heutigen Technologien hinausgehen.