

EF Nr. 194 372

Arbeitsbericht

**Analyse und
Bewertung des
Elektrizitäts-
angebotes
für die Szenarien
I bis III**

zu Händen des
Bundesamtes für
Energiewirtschaft

Norbert Dischinger
Konrad Eckerle

Basel, November 1996
561 - 4446

Arbeitsbericht

**Analyse und
Bewertung des
Elektrizitäts-
angebotes
für die Szenarien
I bis III**

zu Handen des
Bundesamtes für
Energiewirtschaft

Norbert Dischinger
Konrad Eckerle

Basel, November 1996
561 - 4446

Inhaltsverzeichnis	Seite
1. Aufgabenstellung	1
2. Struktur und Situation der Elektrizitätsversorgung	3
3. Entwicklung des Strombedarfs	9
3.1 Perspektiven der Stromnachfrage: Szenario I	9
3.2 Überblick der Nachfrageentwicklung in den Szenarien I bis III	11
3.3 Exkurs: Die Problematik des Winter-Sommer-Verbrauchs	14
3.4 Hypothetische Deckungslücke	20
4. Optionen zur Deckung der Stromnachfrage	25
4.1 Modellstruktur und funktionale Zerlegung in Teilmodelle	25
4.2 Beitrag und Kosten der einzelnen Angebotsoptionen	30
4.2.1 Wasserkraft	30
4.2.2 Kernkraft	35
4.2.3 Ausländische Bezugsrechte	39
4.2.4 Wärmekraftkopplung	40
4.2.4.1 Vergleich vorliegender Potentialstudien	40
4.2.4.2 Potentialbestimmung	43
4.2.4.3 Kostensätze	51
4.2.5 Fossil-thermische Kondensationskraftwerke	52
4.2.6 Zivilisationsabfälle	54
4.2.7 Regenerative Energiequellen	56
4.2.7.1 Photovoltaik	56
4.2.7.2 Windkraft	58
4.2.7.3 Biomasse	59
4.2.7.4 Andere Erneuerbare Energiequellen	61
4.3 Stromerzeugungskosten der betrachteten Optionen	62
4.3.1 Ausgangsdaten und Ergebnisse	62
4.3.2 Die Problematik der externen Kosten	68
5. Ergebnisse der Kraftwerkspark-Rechnung	71
5.1 Zwei Varianten der Strombedarfsdeckung	71
5.2 Rechnung für Szenario I	73
5.2.1 Ergebnisse für Variante 1	73

5.2.2	Ergebnisse für Variante 2	77
5.3	Rechnung für Szenario IIa	83
5.3.1	Energiepolitik	83
5.3.2	Ergebnisse für die Varianten 1 und 2	84
5.4	Rechnung für Szenario IIb	89
5.4.1	Energiepolitik	89
5.4.2	Ergebnisse für die Varianten 1 und 2	89
5.5	Rechnung für Szenario IIIa	95
5.5.1	Energiepolitik	95
5.5.2	Ergebnisse für die Varianten 1 und 2	96
5.6	Rechnung für Szenario IIIb	105
5.6.1	Energiepolitik	105
5.6.2	Ergebnisse für die Varianten 1 und 2	106
5.7	Rechnung für Szenario IIIc	112
5.7.1	Energiepolitik	112
5.7.2	Ergebnisse für die Varianten 1 und 2	113
5.8	Rechnung für Szenario IIId	119
5.8.1	Energiepolitik	119
5.8.2	Ergebnisse für die Varianten 1 und 2	119
6.	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in den Szenarien	125
6.1	Vorbemerkung	125
6.2	Ergebnisse für Szenario I	128
6.3	Exkurs: GuD-Wärmepumpenstrategie	130
6.4	Ergebnisse für Szenario IIa	133
6.5	Ergebnisse für Szenario IIb	134
6.6	Ergebnisse für Szenario IIIa	135
6.7	Ergebnisse für Szenario IIIb	136
6.8	Ergebnisse für Szenario IIIc	137
6.9	Ergebnisse für Szenario IIId	138
7.	Ergebnisse	139
	Literaturverzeichnis	143
ANHÄNGE		
Anhang I: Beschreibung der Teilmodelle		
Anhang II: Elektrizitätsbilanzen, Sommer, Winter, hydrologisches Jahr für die Szenarien I, II und III		

Tabellenverzeichnis	Seite
2-1 Entwicklung und Struktur des Elektrizitätsverbrauchs der Schweiz (Kalenderjahr und Hydrologisches Jahr) in TWh	4
2-2 Entwicklung und Struktur der Landeserzeugung (Kalenderjahr)	5
2-3 Elektrizitätsbilanz der Schweiz (Kalenderjahr) in TWh, Effektivwerte	7
3-1 Entwicklung und Struktur des Elektrizitätsverbrauchs der Schweiz 1990-2030 im Szenario I "Beabsichtigte Massnahmen"	10
3-2 Landesverbrauch Elektrizität in der Schweiz in den Szenarien, in TWh (Hydrologisches Jahr)	12
3-3 Winter-Sommer-Relationen nach Verbrauchssektoren, 1990-2030	19
3-4 Lieferverpflichtungen der Schweiz an das Ausland, in TWh	22
3-5 Gesamtangebot an Elektrizität in der Schweiz im Winterhalbjahr bis 2030 und Deckungslücke in den Nachfrageszenarien (ohne Neubau ab 2000 und ohne neue Bezugsrechte), in TWh	23
4-1 Hochrechnungen des Umbaupotentials an bestehenden Anlagen auf der Basis von Erhebungen für die Kantone Aargau, Glarus und Graubünden	32
4-2 Kostenannahmen Wasserkraft (Geldwert 1995, reale Eskalation p.a.)	34
4-3 Kostenannahmen Kernkraft (Geldwert 1995, reale Eskalation p.a.)	38
4-4 Kostenannahmen für ausländisches Bezugsrecht (Basis: französische KKW, Geldwert 1995, reale Eskalation p.a.)	40

4-5	Perspektiven des Wärmebedarfs im Vergleich zwischen den EGES-Annahmen und Szenario I, in PJ	46
4-6	Zusätzliche Elektrizitätserzeugungspotentiale auf Basis WKK, in TWh (Szenario I, Variante 2)	49
4-7	Ausbaupotential der WKK (einschliesslich Biomasse, KVA, ARA, etc.) nach Szenarien, jeweils im Vergleich zu 1995, in TWh (Winterhalbjahr)	51
4-8	Kostenannahmen für WKK (Geldwert 1995 jeweils bezogen auf die elektrische Leistung bzw. Arbeit, Brennstoffkosten gemäss Preisszenario, reale Eskalation p.a.)	52
4-9	Kostenannahmen für fossil-thermische Kraftwerke (Geldwert 1995, Brennstoffkosten Erdgas gemäss Preisszenario, reale Eskalation p.a.)	54
4-10	Kostenannahmen zur Stromerzeugung durch Zivilisationsabfälle (Geldwert 1995, reale Eskalation p.a.)	55
4-11	Kostenannahmen für Photovoltaik (Geldwert 1995, reale Eskalation p.a.)	58
4-12	Kostenannahmen für Windkraftanlagen (Geldwert 1995, reale Eskalation p.a.)	59
4-13	Kostenannahmen zur Stromerzeugung durch Biomasse (Geldwert 1995, reale Eskalation p.a.)	61
4-14	Entwicklung der Brennstoffpreise	62
4-15	Technische und ökonomische Ausgangsdaten zur Berechnung der Stromerzeugungskosten von Neuanlagen	64
5-1	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh, Winterhalbjahr (Szenario I, Variante 1)	74

5-2	Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario I, "Beschlossene Massnahmen", Variante 1, Hydrolog. Jahr, TWh	75
5-3	Durchschnittskosten der Beschaffung / Kernenergie und Bezug, Rp./kWh (real 1995) Szenario I, Variante 1	77
5-4	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario I, Variante 2)	78
5-5	Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario I, "Beschlossene Massnahmen", Variante 2, Hydrolog. Jahr, TWh	81
5-6	Durchschnittskosten der Beschaffung / Wärmekraftkopplung und fossilthermische Kraftwerke, Rp./kWh (real 1995) Szenario I, Variante 2	81
5-7	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario IIa, Variante 1)	84
5-8	Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIa, "Beabsichtigte Massnahmen", Variante 1, Hydrolog. Jahr, TWh	86
5-9	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr, (Szenario IIa, Variante 2)	87
5-10	Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIa, "Beabsichtigte Massnahmen", Variante 2, Hydrolog. Jahr, TWh	88
5-11	Durchschnittskosten der Beschaffung, Szenario IIa	88
5-12	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario IIb, Variante 1)	90

5-13	Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIb (E), "Beabsichtigte Massnahmen", Variante 1, Hydrolog. Jahr, TWh	90
5-14	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario IIb, Variante 2)	92
5-15	Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIb (E), "Beabsichtigte Massnahmen", Variante 2, Hydrolog. Jahr, TWh	92
5-16	Durchschnittskosten der Beschaffung, Szenario IIb	94
5-17	Entwicklung und Struktur des Elektrizitätsverbrauchs 1990-2030, Szenario IIIa, TWh	96
5-18	Zusätzliche Stromerzeugungspotentiale auf Basis regenerativer Energiequellen im Szenario IIIa gegenüber Szenario IIa (Variante 1), in GWh	99
5-19	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario IIIa, Variante 1)	100
5-20	Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIIa, "Energie-Umwelt-Initiative", Variante 1, Hydrolog. Jahr, TWh	100
5-21	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario IIIa, Variante 2)	102
5-22	Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIIa, "Energie-Umwelt-Initiative", Variante 2, Hydrolog. Jahr, TWh	102
5-23	Durchschnittskosten der Beschaffung, Szenario IIIa	104
5-24	Entwicklung und Struktur des Elektrizitätsverbrauchs 1990-2030, Szenario IIIb, TWh	105

5-25	Verteilung der Fördermittel der Solarinitiative für die Stromerzeugung, Mio Fr.	106
5-26	Zusätzliche Stromerzeugungspotentiale auf Basis regenerativer Energieträger und WKK im Szenario IIIb gegenüber Szenario IIa (Variante 1), in GWh	107
5-27	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario IIIb, Variante 1)	108
5-28	Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIIb, "Solarinitiative", Variante 1, Hydrolog. Jahr, TWh	108
5-29	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario IIIb, Variante 2)	110
5-30	Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIIb, "Solarinitiative", Variante 2, Hydrolog. Jahr, TWh	111
5-31	Durchschnittskosten der Beschaffung / Kernenergie und Bezug, Rp./kWh (real 1995) Szenario IIb, Varianten 1 und 2	111
5-32	Entwicklung und Struktur des Elektrizitätsverbrauchs 1990-2030, Szenario IIIc, TWh	112
5-33	Zusätzliche Stromerzeugungspotentiale auf Basis regenerativer Energiequellen und fossiler WKK, im Szenario IIIc gegenüber IIa (Variante 1), in GWh	113
5-34	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario IIIc, Variante 1)	114
5-35	Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIIc, "Kombination IIIa und IIIb", Variante 1, Hydrolog. Jahr, TWh	115
5-36	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario IIIc, Variante 2)	116

5-37	Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIIc, "Kombination IIIa und IIIb", Variante 2, Hydrolog. Jahr, TWh	117
5-38	Durchschnittskosten der Beschaffung, Szenario IIIc	118
5-39	Entwicklung und Struktur des Elektrizitätsverbrauchs 1990-2030, Szenario IIId, TWh	119
5-40	Verteilung der Fördermittel der Solarinitiative für die Stromerzeugung, Mio Fr.	120
5-41	Zusätzliche Stromerzeugungspotentiale auf Basis regenerativer Energieträger und WKK im Szenario IIId gegenüber Szenario IIa (Variante 1), in GWh	120
5-42	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario IIId, Variante 1)	121
5-43	Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIId, "Modifikation Solarinitiative", Variante 1, Hydrolog. Jahr, TWh	122
5-44	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario IIId, Variante 2)	123
5-45	Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIId, "Modifikation Solarinitiative", Variante 2, Hydrolog. Jahr, TWh	123
5-46	Durchschnittskosten der Beschaffung, Szenario IIId	124
6-1	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Strombeschaffung, in Mio t, (Szenario I)	128
6-2	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Strombeschaffung, in Mio t, (Szenario IIa)	133

6-3	
Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Strombeschaffung, in Mio t, (Szenario IIb)	134
6-4	
Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Strombeschaffung, in Mio t, (Szenario IIIa)	135
6-5	
Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Strombeschaffung, in Mio t, (Szenario IIIb)	136
6-6	
Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Strombeschaffung, in Mio t, (Szenario IIIc)	137
6-7	
Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Strombeschaffung, in Mio t, (Szenario IIId)	138

Abbildungsverzeichnis

3-1	
Entwicklung des Landesverbrauchs an Elektrizität in der Schweiz bis 2030 für die Szenarien I, IIa und IIb (E)	12
3-2	
Entwicklung des Landesverbrauchs an Elektrizität in der Schweiz bis 2030 für die Szenarien IIa (Referenz) und III	13
3-3	
Entwicklung der Winter-Sommer-Relation des Stromverbrauchs	14
3-4	
Entwicklung der Winter-Sommer-Relation nach Verbrauchssektoren	17
3-5	
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung (ohne Neubau ab 2000 und ohne neue Bezugsrechte, Nachfrage entsprechend Szenario I)	23
4-1	
Modellaufbau	26

4-2	Zusätzliches Produktionspotential der Wasserkraft durch Neubau und Um- bzw. Ausbau bestehender Anlagen jeweils gegen 1995	33
4-3	Zusätzliche Stromerzeugung aus WKK-Anlagen inkl. der Biomasse, KVA und ARA, in Szenario I Variante 2 im Vergleich zu 1995	50
4-4	Entwicklung der wesentlichen Kerngrößen der Photovoltaik: mittlere jährliche Verfügbarkeit, Investitionskosten und resultierende Grenzkosten	57
4-5	Zusätzliche Stromerzeugung durch Photovoltaik (PV) und Windenergie (Szenario IIIc, jeweils gegenüber 1995)	59
4-6	Entwicklung der Grenzkosten der einzelnen Optionen (ohne externe Kosten)	65
4-7	Veränderung der Grenzkosten der Stromproduktion in Abhängigkeit von Veränderungen wichtiger Einflussgrößen (Sensitivitätsanalysen) (Erdgas- GuD-Heizkraftwerk) 2015	67
5-1	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung Szenario I (Variante 1: Kernenergie und Bezug)	73
5-2	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung Szenario I (Variante 2: WKK und fossil-thermische Kraftwerke)	80
5-3	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung Szenario IIa (Variante 1: Kernenergie und Bezug)	85
5-4	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung Szenario IIa (Variante 2: WKK und fossil-thermische Kraftwerke)	87
5-5	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung Szenario IIb (Variante 1: Kernenergie und Bezug)	91

5-6	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung Szenario IIb (Variante 2: WKK und fossil-thermische Kraftwerke)	93
5-7	Grenzkostenkurven der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern 2010, 2020, 2030	98
5-8	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung Szenario IIIa (Variante 1: Kernenergie und Bezug)	101
5-9	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung Szenario IIIa (Variante 2: WKK und fossil-thermische Kraftwerke)	103
5-10	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung Szenario IIIb (Variante 1: Kernenergie und Bezug)	109
5-11	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung Szenario IIIb (Variante 2: WKK und fossil-thermische Kraftwerke)	110
5-12	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung Szenario IIIc (Variante 1: Kernenergie und Bezug)	115
5-13	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung Szenario IIIc (Variante 2: WKK und fossil-thermische Kraftwerke)	117
5-14	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung Szenario IIId (Variante 1: Kernenergie und Bezug)	121
5-15	Perspektiven der Elektrizitätsversorgung Szenario IIId (Variante 2: WKK und fossil-thermische Kraftwerke)	124
7-1	Stromerzeugung auf Basis Kernenergie	140
7-2	(alte und neue) Bezugsrechte nach den Szenarien I bis III	140

7-3

Einsatz erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung nach den Szenarien I bis III, Kalenderjahr

141

7-4

Stromerzeugung aus fossil-thermischen Kraftwerken (WKK und KW) nach den Szenarien I bis III, Winter

141

7-5

Entwicklung der Stromerzeugungskosten nach den Szenarien I bis III

142

1. Aufgabenstellung

(1) Aufgabenstellung und Zielsetzung des Projektes beziehen sich schwerpunktmässig auf folgende zwei Aspekte:

1. Entwicklung eines Modells bzw. von Teilmodellen des Elektrizitätsangebots mit Berücksichtigung der Versorgungssicherheit, der Stromgestehungskosten und der CO₂-Emissionen.
2. Ermittlung und Diskussion verschiedener Angebotsvarianten bei vorgegebener Elektrizitätsnachfrage aus den Szenarien des Gesamtvorhabens "Energieperspektiven" des BEW.

Der Umfang des Vorhabens wurde dahingehend präzisiert, dass als Basisszenario für die langfristigen Perspektiven der Elektrizitätsnachfrage das Szenario I "Beschlossene Massnahmen" (Stand 1996, Synthesebericht) verwendet wird. Dieser Elektrizitätsnachfrage werden zwei unterschiedliche Angebotsvarianten gegenübergestellt, eine Variante 1 "Kernenergie und Bezug", die Status-quo-Charakter besitzt und die heutige Struktur der Strombedarfsdeckung in etwa fortsetzt, und eine Variante 2 "Wärme-Kraft-Kopplung und fossilthermische Kraftwerke". Bei dieser wird davon ausgegangen, dass die im Laufe der Zeit stillgelegten Kernkraftwerke nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden, was zur Folge hat, dass sich die Struktur der Strombeschaffung gegenüber den heutigen Angebotsbedingungen wesentlich verändert.

(2) Welche Struktur wird die künftige Stromversorgung der Schweiz aufweisen? Dies ist die entscheidende Ausgangsfrage, die hinter den in dieser Untersuchung durchgeführten Berechnungen steht und vor dem Hintergrund folgender absehbarer Veränderungen zu bewerten ist:

1. Ausgehend von einer unterstellten durchschnittlichen Lebensdauer der Kernkraftwerke von 40 Jahren werden die gesamten Kernkraftwerkskapazitäten innerhalb unseres Betrachtungszeitraumes bis 2030 stillgelegt.
2. Entsprechend den heutigen vertraglichen Regelungen läuft ebenfalls innerhalb des Betrachtungszeitraumes ein Grossteil der Bezugsverträge aus.

Beide Annahmen führen dazu, dass das Elektrizitätsangebot des bestehenden Kraftwerk-parks vor allem ab etwa 2010 deutlich absinkt, so dass zunehmend ab 2015 eine Deckungslücke entsteht. Diese gilt es zu schliessen. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen werden zwei Angebotsvarianten ausgewählt und in ihren Auswirkungen auf Erzeugungskosten und CO₂-Emissionen bewertet.

(3) Der Bericht umfasst die Szenarien I, II und III. Szenario I geht, wie oben erwähnt, von den gegenwärtig bereits **beschlossenen energiepolitischen Massnahmen** aus. Szenario II enthält die Auswirkungen **beabsichtigter energiepolitischer Massnahmen**. Es ist in zwei **Teilszenarien** unterschieden: in das **Teilszenario II a**, in dem ein Energiegesetz mit seinen energiepolitischen Vorgaben im Vordergrund steht, und in das **Teilszenario II b**, in dem zusätzlich die Festsetzung einer CO₂-Abgabe nach Massgabe des CO₂-Reduktionszieles von -10 % gegenüber 1990 zu berücksichtigen ist.

(4) Das **Szenario III** beschäftigt sich mit den Volksinitiativen. Es teilt sich in 4 Energieszenarien III a bis III d auf:

- **Szenario III a** befasst sich mit der Energie-Umwelt-Initiative: Sie hat zum Ziel, mit einer Energieabgabe den Verbrauch nicht-erneuerbarer Energien zu stabilisieren und anschliessend über 25 Jahre um 1 % pro Jahr zu senken.
- **Szenario III b** hat die Solarinitiative zum Inhalt. Ihr Ziel ist, die Nutzung der Solar-energie sowie die effiziente und nachhaltige Energieverwendung direkt über die Einnahmen einer Abgabe (Solarrappen) zu fördern.
- **Szenario III c** kombiniert die Szenarien III a und III b.
- **Szenario III d** modifiziert die Solarinitiative: Halbierung der Abgabe von III b, gelockerte Zweckbindung.

2. Struktur und Situation der Elektrizitätsversorgung

(1) Der **Elektrizitätsverbrauch** ist in der Schweiz wie in allen Industrieländern in der Vergangenheit kontinuierlich gestiegen. In den 80er Jahren wuchs der Stromverbrauch jährlich um 2,6 %. In den 90er Jahren hat sich bislang der Anstieg jedoch deutlich verlangsamt (0,5 % p.a.), nicht zuletzt aufgrund der schwachen wirtschaftlichen Entwicklung. Die hohen Wachstumsraten der 60er Jahre (4,7 % p.a.) und der 70er Jahre (3,5 % p.a.) scheinen der Vergangenheit anzugehören.

Die Entwicklung des Landesverbrauchs an Strom ist etwas langsamer verlaufen als der Endenergieverbrauch, da die Übertragungsverluste (zwischen Kraftwerk und Abnehmer) in Relation zum Verbrauch laufend gesenkt werden konnten.

Die Aufteilung des Stromverbrauchs auf die einzelnen Verbrauchskategorien erweist sich in den 80er Jahren als relativ stabil, mit geringen Schwankungsbreiten in Abhängigkeit vom Konjunkturverlauf. Leichte Anteilsgewinne (vgl. Tabelle 2-1: Kleinverbrauch) sind insbesondere für den Dienstleistungsbereich festzustellen, der Industrieverbrauch hat insbesondere in den 90er Jahren beachtlich an Bedeutung verloren.

(2) Aus Sicht der Bedarfsdeckung stehen die Wintermonate im Mittelpunkt der Betrachtung. Dies hängt mit den Diskrepanzen in den zeitlichen Nachfrage- und Angebotsstrukturen zwischen Sommer und Winter zusammen: So besteht bei der Stromnachfrage eine Winter-Sommer-Relation für das Jahr 1993 von fast 55/45, d.h. die Nachfrage im Winterhalbjahr übersteigt die Nachfrage im Sommerhalbjahr um 20 % (vgl. Tabelle 2-1). Beim Stromangebot ist dagegen, von den durchschnittlichen Produktionsmöglichkeiten her gesehen, die Winter-Sommer-Relation mit 49,5/50,5 eher umgekehrt. Konsequenz ist, dass im Sommer latent eine deutliche Überschußsituation, im Winter eine Engpaßsituation gegeben ist. Es ist deshalb erforderlich, zur Beurteilung der künftigen Stromversorgung die **Verhältnisse im Winterhalbjahr** zu betrachten. Betrachtet man die Veränderung der Winter-Sommer-Charakteristik, dann zeigen sich keine nennenswerten Veränderungen für die letzten 10 Jahre. Dies wird weiter unten erläutert.

**Tabelle 2-1: Entwicklung und Struktur des Elektrizitätsverbrauchs der Schweiz
(Kalenderjahr und Hydrolog. Jahr) in TWh**

	1985	1990	1994
Endenergieverbrauch Strom			
Haushalte	12.0	13.2	14.2
Dienstleistungen, Landwirtschaft	11.5	13.6	14.4
Industrie	15.6	17.2	15.9
Verkehr	2.2	2.6	2.2
Insgesamt	41.3	46.6	46.9
Verluste	3.4	3.7	3.7
Landesverbrauch	44.8	50.3	50.5
Struktur in %			
Endenergieverbrauch Strom			
Haushalte	26.8	26.2	28.1
Dienstleistungen, Landwirtschaft	25.7	27.0	28.5
Industrie	34.9	34.2	31.5
Verkehr	4.9	5.1	4.8
Insgesamt	92.3	92.7	92.8
Verluste	7.7	7.3	7.3
Landesverbrauch	100.0	100.0	100.0
Entwicklung und Struktur des Elektrizitätsverbrauchs der Schweiz (Hydrolog. Jahr)			
	1984/1985	1989/1990	1993/1994
in TWh			
Landesverbrauch	44.1	49.9	51.0
Winter	24.1	27.0	27.7
Sommer	20.0	22.8	23.3
in %			
Landesverbrauch	100.0	100.0	100.0
Winter	54.7	54.2	54.3
Sommer	45.3	45.8	45.7

Quellen: Schweizerische Energiestatistik und Schweizerische Elektrizitätsstatistik

(3) Die Struktur der schweizerischen **Landeserzeugung** nach Energieträgern ist in Tabelle 2-2 dargestellt. Sie zeichnet sich durch überwiegend nicht-fossile und somit fast vollständig CO₂-freie Erzeugungsformen in Wasserkraftanlagen und Kernkraftwerken aus. Zusammen entfiel auf sie in 1994 über 98 % der Landeserzeugung, der Rest auf konventionell-thermische Stromerzeugungsanlagen und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen. Ihr Beitrag zur Erzeugung schwankte in der Vergangenheit um 2 %.

Tabelle 2-2: Entwicklung und Struktur der Landeserzeugung (Kalenderjahr)

	1980	1985	1990	1994	Leistung ¹⁾ 1994
	in TWh				MW _e
Wasserkraftwerke	33.5	32.7	30.7	39.6	11865
Laufwerke	15.0	13.8	13.6	16.6	
Speicherwerke	18.6	18.9	17.1	23.0	
Kernkraftwerke	13.7	21.3	22.3	23.0	2985
Konventionell-thermische Kraftwerke	1.0	0.9	1.1	1.1	800
Insgesamt	48.2	54.8	54.1	63.7	15650
	Struktur in %				
Wasserkraftwerke	69.6	59.6	56.7	62.2	75.8
Laufwerke	31.1	25.1	25.1	26.1	
Speicherwerke	38.5	34.5	31.6	36.1	
Kernkraftwerke	28.4	38.8	41.2	36.1	19.1
Konventionell-thermische Kraftwerke	2.0	1.6	2.0	1.7	5.1
Insgesamt	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

1) Maximal mögliche Leistung ab Generator, Hydrologisches Jahr 1993/94
Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik

Bei den **Wasserkraftwerken** wird zwischen Laufkraftwerken und Speicherkraftwerken unterschieden. Die Speicherkraftwerke werden in reine Speicherwerke und in Pumpspeicherwerke getrennt. Während Laufkraftwerke wegen mangelnder Speichermöglichkeiten zu den Grundlastwerken zählen, kann die in Form von potentieller Energie gespeicherte Energie aus natürlichen Zuflüssen zu jeder Zeit in der Höhe der Turbinenleistung abgerufen werden. Durch Auffüllen der Speicher im Sommer kann ein Teil der sommerlichen Zuflüsse im Winter zu Spitzenverbrauchszeiten in elektrische Energie umgewandelt werden. Mit Hilfe der Pumpspeicherwerke kann somit geringwertigere Bandenergie aus in- und ausländischen Grundlastkraftwerken zu Schwachlastzeiten (Wochenende, Nacht) in hochwertige Spitzenlastenergie umgewandelt oder saisonal gespeichert werden. Die Speicherseen weisen im April den niedrigsten Stand auf und werden bis September sukzessive auf den Höchststand aufgefüllt. Insgesamt steht ein Speichervermögen von 8390 GWh zur Verfügung (BEW). Genutzt wurden hiervon in 1993/94 7118 GWh zur saisonalen Speicherung zwischen Sommer und Winter. Die gesamte **Leistung** der Wasserkraftwerke über 300 kW betrug in 1993/94 11865 MW bei einer Produktionserwartung von 39000 GWh (nach Abzug der Pumpenergie). Die Wasserkraftwerke erzeugten im hydrologischen Jahr 1993/94 über 18% mehr Strom als im Mittel der letzten zehn Jahre.

Fünf **Kernkraftwerke** mit einer elektrischen Netto-Leistung von 2985 MW sind gegenwärtig in Betrieb und stellen eine **mittlere** Erzeugung von 10570 GWh im Winter und 8630 GWh im Sommer bereit (gesamt 19200 GWh).

Bei den **konventionell-thermischen Kraftwerken** handelt es sich um die Abwasserreinigungsanlagen (ARA), die Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA), die Mülldeponiekraftwerke (MD), das Ölkraftwerk Vouvry (284 MW) und vier kleinere Reservekraftwerke. Daneben existieren Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen in der Industrie und einige Klein-WKK-Anlagen.¹⁾ Insgesamt besteht bei den konventionell-thermischen Kraftwerken (inkl. Reservekraftwerken) eine Leistung von 800 MW mit einer möglichen mittleren Produktion von 3370 GWh (die effektive Produktion lag 1993/94 bei 1126 GWh). Es zeigt sich, dass die reinen Stromerzeugungsanlagen wegen der hohen variablen Kosten (Brennstoffkosten) weitestgehend Reservecharakter haben.

Die inländische verbrauchsseitige Höchstlast betrug 1994 8410 MW. Die installierte Leistung mit rd. 15650 MW liegt damit deutlich über der verbrauchsseitigen Höchstlast.

(4) Die **Aussenhandelsverflechtung** der Schweiz beim Strom hängt sehr eng mit der oben angeführten Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage im Sommer- und Winterhalbjahr und den damit einhergehenden inländischen Produktions- und Nachfrageüberhängen zusammen. Die Produktionsüberhänge führen zu Exportüberschüssen vor allem im Sommer, Produktionsengpässe im Winter zu erhöhten Stromimporten. Über das ganze Jahr gerechnet weist die Schweiz jedoch im langfristigen Vergleich einen mehr oder weniger deutlichen Exportüberschuss auf (in der Tabelle 2-3 als negative Nettoimporte dargestellt). Mengemässig betrug der Ausfuhrüberschuss 1994 12,2 TWh, wertmässig 696 Mio. Fr, bei Durchschnittskosten von 5,6 Rp/kWh im Export und 5,5 Rp/kWh im Import.

Auf der **Einfuhrseite** wird zwischen langfristigen Bezugsverträgen, kurzfristigen Importverträgen und Ausgleich im Verbund unterschieden. **Beim Export** wird zwischen Lieferverpflichtungen (über 2 Jahre) und Reservehaltung, Lieferungen in ausländische Versorgungsgebiete, Partneranteile, Ausgleich im Verbund, Abmachungen (unter 2 Jahre) und Tagesgeschäfte getrennt:

- Einen wichtigen Beitrag zur Bedarfsdeckung leisten die **Bezugsrechte** aus ausländischen Produktionsanlagen, die in 1994 einen Umfang von ca. 1750 MW ausmachten. Der weitaus grösste Teil stammt aus französischen Kernkraftwerken, 100 MW aus der Tschechischen Republik und 100 MW aus Deutschland, wobei letzterer ein der **Reserve** zuzuordnender Bezugsvertrag mit einem deutschen Kohlekraftwerk darstellt. Bis 2000 kommen insgesamt 1000 MW hinzu, inkl. der NOK-Option über 200 MW, so dass dann Bezugsrechte in Höhe von 2656 MW zur Verfügung stehen. Nach 2015 ist die Summe der heute vertraglich gesicherten Bezugsrechte rückläufig.

1) Schweizerische Elektrizitätsstatistik, 1995.

- Bezüglich der **Ausfuhrverpflichtungen** besteht beim KKW Leibstadt eine ausländische Kapitalbeteiligung in Höhe von 12,5%. Dies bedeutete für 1994 eine Lieferung von ca. 850 GWh an das Ausland. Darüber hinaus besitzen ausländische Unternehmen Anteile bei verschiedenen Wasserkraftwerken, die in der inländischen Erzeugung enthalten sind und als Ausfuhrverpflichtung gelten. Insgesamt betragen die Ausfuhrverpflichtungen rd. 1,7 TWh.

Tabelle 2-3: Elektrizitätsbilanz der Schweiz (Kalenderjahr) in TWh, Effektivwerte

	1980	1985	1990	1994
Landesverbrauch	38.5	44.8	50.3	50.5
Einfuhr	9.9	15.6	22.8	22.7
Ausfuhr	18.1	24.3	24.9	34.6
Nettoimporte	- 8.2	- 8.7	- 2.1	- 11.8
Nettoerzeugung	46.6	53.5	52.4	62.4
Verbrauch Speicherpumpen	1.5	1.4	1.7	1.3
Landeserzeugung	48.2	54.8	54.1	63.7

Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik

(5) Zur Bewertung der **Versorgungssicherheit**, d.h. der Frage, inwieweit die vorhandenen inländischen und ausländischen Beschaffungsmöglichkeiten den erwarteten Strombedarf im Inland decken können, werden die mittlere Beschaffung und der erwartete Bedarf einander gegenübergestellt. Stimmen diese beiden gerade überein, so bedeutet dies, dass der Bedarf mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % gedeckt wird (Erwartungswert) bzw. dass durchschnittlich in jedem zweiten Jahr ein zusätzlicher, vertraglich nicht gesicherter Nettoimport zur Bedarfsdeckung notwendig wird²⁾. **Für die vorliegende Arbeit wurde in Abstimmung mit dem Auftraggeber als Arbeitshypothese eine solche Versorgungssicherheit von 50% zugrundegelegt.** Dahinter steht die Überlegung, dass mit den zunehmenden stromwirtschaftlichen Verflechtungen in Mitteleuropa jährlich auftretende Schwankungen von Stromangebot und -nachfrage im Zuge eines kurzfristigen Austauschs über das Verbundnetz ausgeglichen werden könnten. Der Aspekt einer mit zusätzlichen Kosten verbundenen ausreichenden Reservehaltung, welche die grundsätzliche Energieversorgung zu gewährleisten vermag, wird also in gewissem Umfang vom Inland auf das Ausland verlagert. Dies ist allerdings nur so weit möglich, wie die internationale energiewirtschaftliche Situation (wie zum gegenwärtigen Zeitpunkt) stabil ist und es nicht zu einer andauernden Knappheit an Kapazitäten kommt. Der Grad einer 50 %igen Versorgungssicherheit wurde bisher von der Elektrizitätswirtschaft als nicht ausreichend angesehen. Inzwischen sieht auch der VSE aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen die Vorgabe einer 50 %igen Versorgungswahrschein-

2) Da die Erzeugung (und der Bedarf) stochastisch sind und um einen Mittelwert schwanken, ergeben sich in 50% der Jahre Überschüsse und in 50% der Jahre Deckungslücken.

lichkeit als ausreichend an. Allerdings muss die Leistungsfähigkeit des internationalen Angebots und vor allem des Übertragungsnetzes gewährleistet sein (VSE, 1995).

Die Differenz zwischen mittlerer Beschaffung und mittlerem Bedarf wird als laufende Reserve bezeichnet, die für den Export genutzt wird. Ein hoher Grad an Versorgungssicherheit ist vor allem dann sinnvoll, wenn eine allfällige Deckungslücke nur zu verhältnismässig hohen Kosten geschlossen werden kann und/oder der Erlös aus dem Export der Überschüsse ausreichend hoch ist. Letztlich handelt es sich trotz der Bedeutung einer gesicherten Stromversorgung für das Funktionieren einer Volkswirtschaft um ein unternehmerisches Optimierungsproblem unter Unsicherheit, wobei die Risikobereitschaft der Entscheidungsträger und deren Preiserwartungen eine wesentliche Rolle spielen.

Nicht eingerechnet in die "**Beschaffung Inland und Ausland**" wird die "Reserve Inland" und die "Reserve Ausland". Diese umfassen das Ölkraftwerk Vouvry (über den geplanten Einsatz hinaus gehende Erzeugungsmöglichkeit), die vier kleinen konventionell-thermischen Kraftwerke, die zusätzliche Absenkung der Speicherseen sowie den (oben erwähnten) möglichen Bezug von 100 MW aus einem deutschen Kohlekraftwerk. Der mögliche Versorgungsbeitrag der Reserve Inland und Reserve Ausland beträgt ca. 2000 GWh, d.h. ca. 3 % der Landeserzeugung in 1994. Darüber hinausgehende zusätzlihe stehende Reserven werden nicht angenommen. Die mit der Bereithaltung dieser Reserven verbundenen Fixkosten werden im Vergleich zu den Vollkosten der Landeserzeugung als vernachlässigbar eingestuft.

3. Entwicklung des Strombedarfs

3.1 Perspektiven der Stromnachfrage: Szenario I

(1) Im Mittelpunkt der Untersuchungen steht die Deckung der künftigen Elektrizitätsnachfrage. Die Veränderung der Elektrizitätsnachfrage selbst ist für die Angebotsperspektiven eine exogene Grösse, d.h. sie wird im Modell nicht selbst ermittelt, sondern im Rahmen der Perspektivarbeiten zur Entwicklung der Energie- und Elektrizitätsnachfrage erarbeitet.

Ausgangsbasis für unsere Berechnungen sind die Ergebnisse der Ermittlung des Elektrizitätsverbrauches, welche im Synthesebericht zur Energienachfrageentwicklung ausgewiesen sind (Szenario I-III: Prognos, 1996). In der Tabelle 3-1 sind exemplarisch die entsprechenden Werte, nach Verbrauchsbereichen differenziert, für das **Szenario I "Beschlossene Maßnahmen"** ausgewiesen.

(2) Danach zeigt sich, dass der Endenergieverbrauch für Strom 2030 gegenüber 1990 um etwas mehr als 30 % zunimmt. Die stärkste Dynamik ist im Zeitraum 2000/2010 festzustellen, nach 2010 flacht sich in Szenario I der Zuwachs deutlich ab. Überproportionale Zuwächse werden im Verkehr und im Kleinverbrauch erwartet. Die geringsten Zuwächse sind im Haushaltsbereich festzustellen.

Zählt man zum Endenergieverbrauch an Strom die Verteilverluste hinzu, erhält man den Landesverbrauch. Dieser weist eine etwas geringere Dynamik als der Endenergieverbrauch auf. Dies liegt daran, dass, wie bereits für die Vergangenheit festzustellen, der Anteil der Übertragungsverluste am Landesverbrauch weiterhin rückläufig sein wird. Wir haben hierbei die Vergangenheitsentwicklung fortgeschrieben und unterstellt, dass der Anteil der Verluste (in der Abgrenzung der Elektrizitätsstatistik) von 8 % am Endverbrauch (1990) auf 7 % (2030) zurückgeht.

Um die Versorgungssituation auf der Basis der Verbrauchsentwicklung adäquat zu beurteilen, ist es, wie bereits in Kapitel 2 verdeutlicht, notwendig, die Veränderung im Winterhalbjahr zu beobachten. In der Tabelle 3-1 sind die entsprechenden Werte für den **Stromverbrauch im Winter- und Sommerhalbjahr** bis 2030 ausgewiesen. Es zeigt sich, dass die Elektrizitätsnachfrage im Winter mit 29 % schneller als im Sommer mit 23 % ansteigt. Dieser Entwicklungsverlauf ist der Versuch, die Tendenzen der letzten 10 Jahre in den einzelnen Verbrauchssektoren zu analysieren, sie im Hinblick auf die dahinterliegenden Bestimmungsgründe zu bewerten und unter Berücksichtigung der Verbrauchsperspektiven in den Sektoren für die Zukunft einzuschätzen. In einem kurzen Exkurs sind das Vorgehen und die Ergebnisse zur Fortschreibung der Winter-/Sommer-Charakteristik dargelegt.

**Tabelle 3-1: Entwicklung und Struktur des Elektrizitätsverbrauchs der Schweiz
1990 - 2030, im Szenario I "Beabsichtigte Massnahmen"**

Szenario I	1990 ¹⁾	2000	2010	2020	2030
	in TWh				
Endenergieverbrauch Strom					
Haushalte	14.8	17.1	17.9	17.7	17.4
Dienstleistungen	12.1	13.4	15.0	15.7	16.4
Industrie	16.9	16.3	18.7	19.7	20.8
Verkehr	2.6	2.9	3.6	4.0	4.2
Summe Endenergie	46.3	49.7	55.2	57.1	58.8
Verluste	3.7	3.8	4.1	4.1	4.1
Landesverbrauch (Kalenderjahr)	50.0	53.5	59.3	61.2	62.9
Landesverbrauch (Hydrol. Jahr)	49.6	53.4	59.2	61.2	62.9
Winter	27.1	29.5	32.8	34.1	35.2
Sommer	22.5	23.9	26.4	27.1	27.7
Sommer-Winter-Relation	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3
	Modellwerte 1990 = 100				
Endenergieverbrauch Strom					
Haushalte	100	116	121	120	118
Dienstleistungen	100	111	124	130	135
Industrie	100	96	111	116	123
Verkehr	100	111	141	157	163
Summe	100	107	119	123	127
Verluste	100	103	112	112	112
Landesverbrauch (Kalenderjahr)	100	107	119	122	126
Landesverbrauch (Hydrol. Jahr)	100	108	119	123	127
Winter	100	109	121	126	130
Sommer	100	106	117	120	123

1) klimabereinigte Modellwerte

Quelle: - Prognos AG: Energieperspektiven 1990 - 2030 (Synthesebericht), November 1996
- eigene Berechnungen

3.2 Überblick der Nachfrageentwicklung in den Szenarien I bis III

(1) Hier werden drei mögliche Ausprägungen der energiepolitischen Gestaltung der Rahmenbedingungen für die Stromnachfrage in Form von Nachfrage-Szenarien untersucht:

- Szenario I:** Heute bereits wirksame bzw. **beschlossene Massnahmen**.
- Szenario II:** Zusätzlich zu den in Szenario I erfaßten Massnahmen werden die **beabsichtigten Massnahmen** in zwei Teilszenarien abgebildet. Dabei enthält Szenario IIa als Schwerpunkt das Energiegesetz. Szenario IIb berücksichtigt zusätzlich eine CO₂-Abgabe (hier Variante E: Einheitsabgabe).
- Szenario III:** Es werden vier Teilszenarien abgebildet, wobei Szenario IIa jeweils als Referenzszenario zugrunde gelegt wird.
 IIIa: Energie- und Umweltinitiative
 IIIb: Solarinitiative
 IIIc: Kombination von E/U-Initiative und Solarinitiative
 IIId: Solarinitiative ohne Zweckbindung und mit halbem Abgabesatz (Modifikation von IIIb).

Die jeweiligen Massnahmen sind in den grundlegenden Arbeiten dokumentiert (Prognos, 1996; EBP, 1996).

(2) Abbildung 3-1 und 3-2 zeigen die Entwicklung des Endverbrauches an Elektrizität in der Schweiz für die Szenarien I und II. Die Details sind aus Tabelle 3-2 ersichtlich. In Szenario I liegt der Verbrauch erwartungsgemäss am höchsten. Szenario IIb führt gegenüber IIa zu keiner Verbrauchsminderung.

(3) Die Verbrauchswerte in den Szenarien III a-d unterschreiten die Werte für das Referenzszenario IIa um bis zu 10% in 2030 in IIIc. Aber auch in Szenario IIIc gelingt es nicht, bis zum Jahr 2030 den Stromverbrauch auf dem Niveau von 1995 oder gar 1990 zu stabilisieren.

Abbildung 3-1: Entwicklung des Landesverbrauches an Elektrizität in der Schweiz bis 2030 für die Szenarien I, IIa und IIb (E)

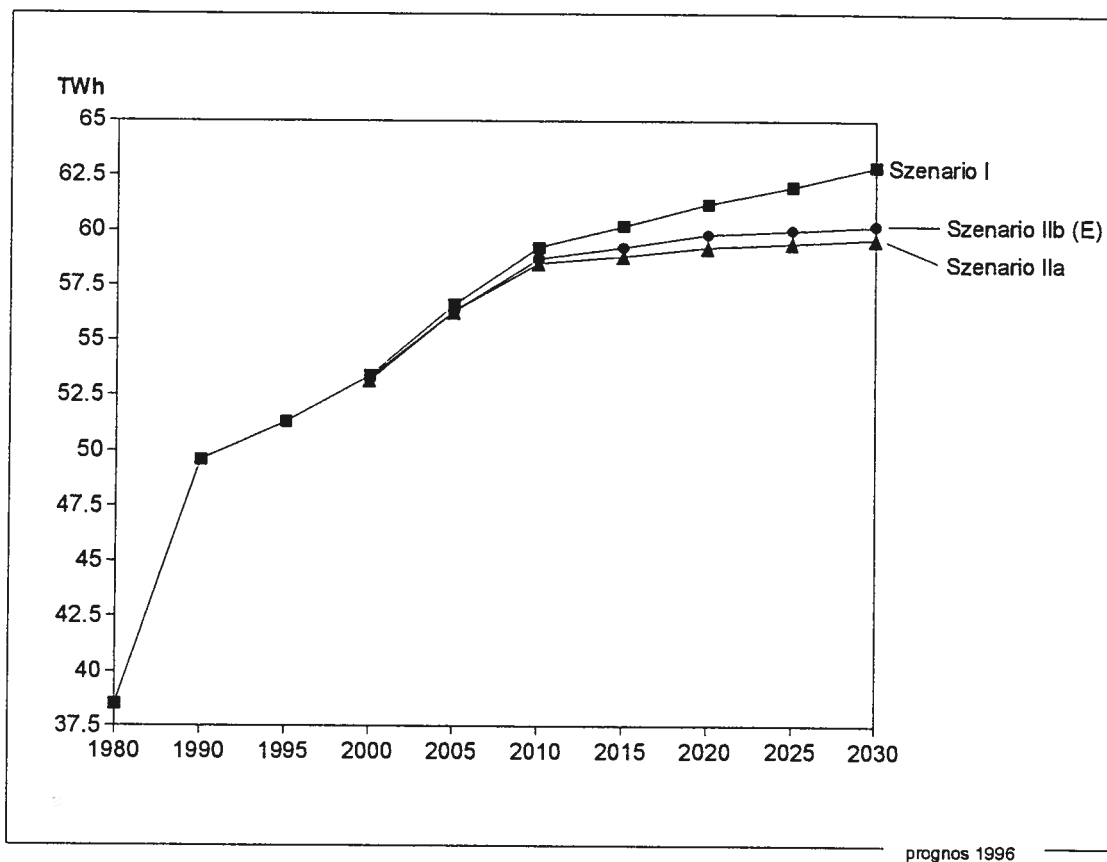
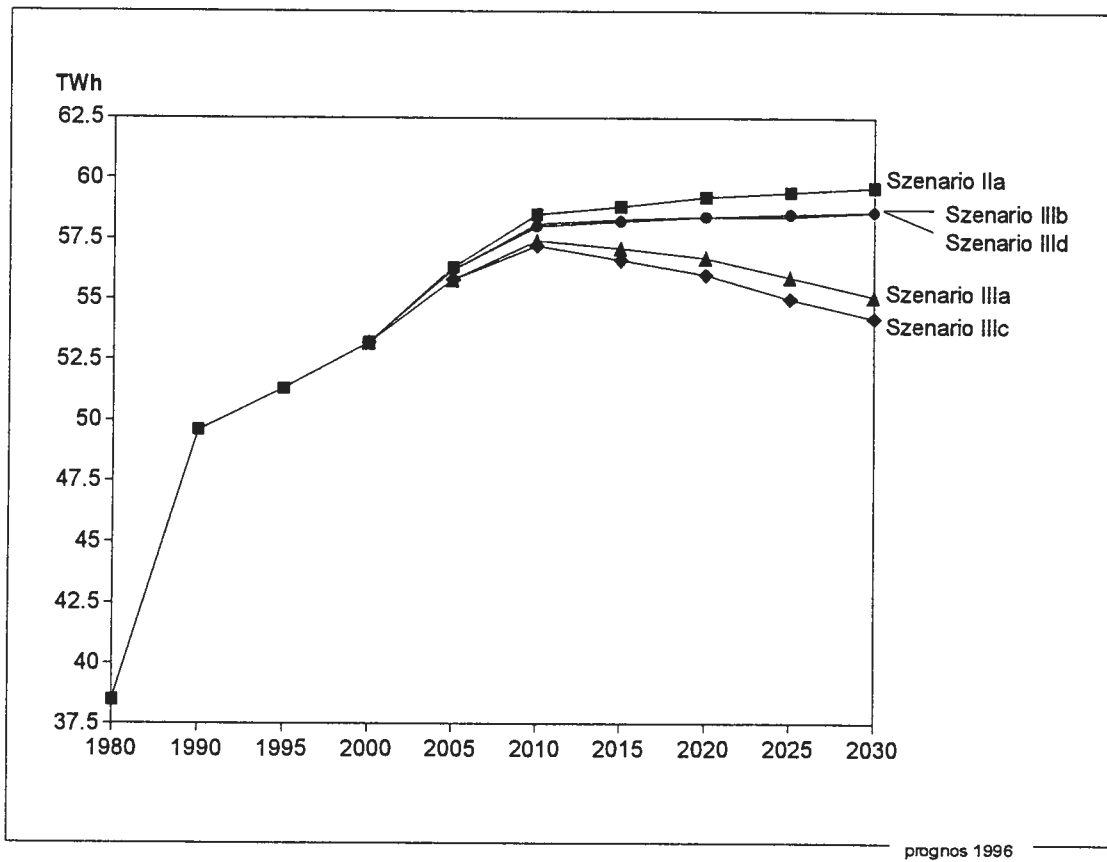


Tabelle 3-2: Landesverbrauch Elektrizität in der Schweiz in den Szenarien, in TWh (Hydrologisches Jahr)

Szenario	1980	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
I	38,5	49,6	51,3	53,4	56,6	59,2	60,2	61,2	62,0	62,9
IIa				53,2	56,3	58,5	58,8	59,2	59,4	59,6
IIb (E)				53,3	56,3	58,6	59,2	59,8	60,0	60,2
IIIa					55,8	57,4	57,0	56,7	55,9	55,0
IIIb					56,2	58,0	58,2	58,4	58,5	58,6
IIIc					55,8	57,1	56,6	56,0	55,0	54,2
IIId					56,2	58,1	58,3	58,4	58,4	58,6

Abbildung 3-2: Entwicklung des Landesverbrauches an Elektrizität in der Schweiz bis 2030 für die Szenarien IIa und IIIa bis IIIc

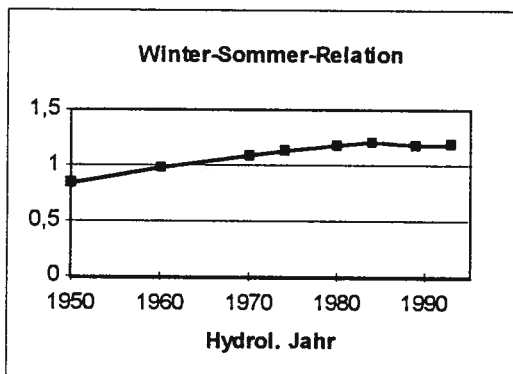


3.3 Exkurs: Die Problematik des Winter-Sommer-Verbrauchs

(1) Wegen der oben dargestellten Sommer-Winter-Diskrepanz zwischen Elektrizitätsnachfrage und Elektrizitätsangebot ist es gerade im Hinblick auf die künftige Strategie der Strombedarfsdeckung wichtig, sich etwas genauer mit dieser Fragestellung zu befassen. Dabei geht es nicht allein um die Erklärung des Unterschiedes zwischen der Nachfragehöhe im Sommer und Winter, genauso wichtig sind die Veränderungen der Winter-Sommer-Relation im Zeitablauf und die Analyse der Bestimmungsgründe, die diese Veränderungen bewirkt haben könnten. Aus ihnen können dann auch Konsequenzen für die Perspektiven der Relation abgeleitet werden.

Auf den **gesamten Elektrizitätsverbrauch** bezogen scheint die Beobachtung eindeutig: Seit mehr als 40 Jahren wächst der Winterstromverbrauch stärker als der Sommerstromverbrauch. Besonders ausgeprägt sind diese strukturellen Veränderungen bis etwa Anfang der 80er Jahre. Danach treten diese Entwicklungen, immer auf den Gesamtverbrauch bezogen, nur noch stark abgeschwächt auf (vgl. dazu die nachfolgende Aufstellung/Abbildung 3-3).

Abbildung 3-3: Entwicklung der Winter-Sommer-Relation des Stromverbrauchs



Hydrol. Jahr	W-S-Relation
50/51	0,84
60/61	0,98
70/71	1,09
74/75	1,13
80/81	1,18
84/85	1,21
89/90	1,18
93/94	1,19

Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik

(2) Was verbirgt sich nun hinter den Winter-Sommer-Unterschieden? Einleuchtend sind sofort alle **temperaturabhängigen** Verbrauchserscheinungen (Brunner, 1995):

- direkte Nutzung der Elektrowärme in jeglicher Form über Widerstandheizungen, Elektrowärmepumpen, Elektroöfen u.ä.,
- mit der Heizperiode indirekt zusammenhängende Stromverbräuche der Brenner, Umwälzpumpen,
- höhere Temperaturdifferenz bei Warmwasser,
- grössere und länger benutzte Anzahl der Lampen.

Daneben können noch weitere Einflussfaktoren treten, die die Winter-Sommer-Relation verändern können wie z.B.

- der vor allem im Sommer zur Kühlung oder Klimatisierung anfallende Stromverbrauch,
- sozialökonomische Faktoren wie Urlaubsregelungen (Arbeitstage im Winter- und Sommerhalbjahr), urlaubsbedingte Betriebsschliessungen, strukturelle Aspekte wie zunehmende Tertiärisierung der Industrie oder ähnliches.

Man erkennt, dass die Fragestellung sehr vielschichtig ist und eine genaue Zuordnung der Bedeutung der einzelnen Faktoren quantitativ kaum gelingen kann. Insbesondere darf sich die Analyse nicht auf den Stromverbrauch insgesamt beziehen. Stattdessen sind die Winter-Sommer-Relationen und ihre Veränderungen in den einzelnen Verbrauchssektoren zu betrachten, weil sie zwischen den einzelnen Sektoren z.T. deutlich voneinander abweichen und die oben genannten Bestimmungsgrößen in den Sektoren von unterschiedlicher Bedeutung sind.

(3) Zunächst einige Anmerkungen zu den Entwicklungen im Industriebereich: Prognos hat versucht, die insbesondere für die Industrie zu beobachtenden starken Unterschiede in den Sommer-Winter-Stromverbrauchszuwächsen über eine ökonometrische Zeitreihenanalyse näher zu untersuchen und kam zum Ergebnis, dass sich die beobachtete Entwicklung hinreichend genau über

- entsprechende Veränderungen in der saisonalen industriellen Bruttoproduktion (sozioökonomischer Einfluss)
- die Gradtagunterschiede und
- über eine Trendkomponente

erklären lassen. Die Trendkomponente sollte hierbei den autonomen Trend dahingehend repräsentieren, dass die Bedeutung temperaturunabhängiger (d.h. insbesondere Grundlast verbrauchender) Industriezweige kontinuierlich abnehme. Konsequenz dieser Analyse wäre gewesen, dass die Winter-Sommer-Relation in der Industrie auch in Zukunft weiter zunehmen würde.

Nun hat sich allerdings herausgestellt, dass die Datenbasis, die diesen Analysen zugrundelag, nicht zuverlässig ist. Statistische Abklärungen zeigen, dass erst mit der Umstellung der Elektrizitätsstatistik ab 1983/1984 auch für die einzelnen Verbrauchssektoren zuverlässigere Winter-Sommer-Verbrauchswerte vorliegen (vgl. Basics, 1996 a).

Auf der Basis dieser Daten lässt sich ein Sektorvergleich über die Höhe der Winter-Sommer-Diskrepanz durchführen. Für den Durchschnitt der Jahre 1984 bis 1994 ergeben sich folgende Werte für das Verhältnis zwischen Winter- und Sommercverbrauch:

	Winter-Sommer-Relation ¹⁾	Anteil Winter insgesamt (%)
Private Haushalte	1,32	57,0
Dienstleistungen	1,12	52,9
Industrie	1,18	54,2
Verkehr	1,03	50,8
Insgesamt	1,19	54,4

1) Durchschnitt 1984-1994

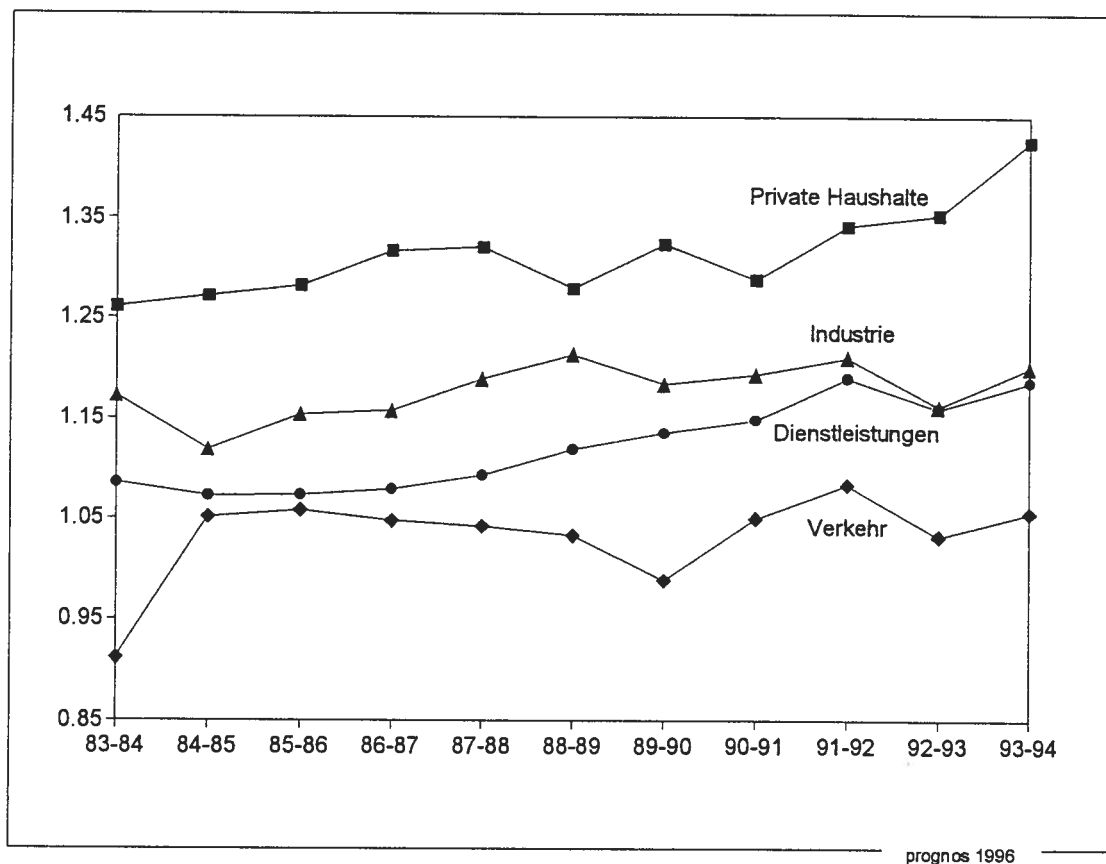
Das Ergebnis ist wenig überraschend: Die Winter-Sommer-Diskrepanz ist bei den Privaten Haushalten weitaus am grössten, danach folgt die Industrie vor dem Dienstleistungsbereich und beim Verkehr sind nur geringe Winter-Sommer-Unterschiede zu erkennen. Daraus lässt sich als Hypothese formulieren, dass bei den Privaten Haushalten die weiter oben aufgeführten Temperatureinflüsse die entscheidende Rolle spielen, bei der Industrie dürften sowohl temperaturbedingte, als auch sozioökonomische Effekte von Bedeutung sein und bei den Dienstleistungen wiederum eine Temperaturabhängigkeit vorliegen, jedoch mit weitaus geringerer Bedeutung aufgrund gegenläufiger Sommergebräuche (Kühlung, Klimatisierung).

(4) Lassen sich mit diesen Hypothesen auch die zeitlichen Veränderungen erklären? In der Abbildung 3-4 ist die Entwicklung der gradtagbereinigten Winter-Sommer-Verbrauchsrelationen für die einzelnen Verbrauchsbereiche für den Zeitraum 1984 bis 1994 veranschaulicht.

Betrachten wir zunächst die Entwicklung der Winter-Sommer-Verbräuche in der **Industrie**, dann zeigt sich folgendes Ergebnis: Die Regressionsanalysen ergeben auf der Basis der unbereinigten Daten keinerlei **Hinweise auf einen positiven Trend** der Winter-Sommer-Relation in der Schweiz. Das bedeutet: Der oben beschriebene Einfluss saisonaler Produktionsunterschiede, der zwar für das Niveau der Winter-Sommer-Unterschiede verantwortlich sein mag, beeinflusste die Veränderungen in den letzten Jahren nicht. Auch der postulierte Effekt struktureller Verschiebungen z.B. in Richtung mehr temperaturabhängiger Industriezweige bestätigt sich nicht. Diese Ergebnisse entsprechen u.E. den a-priori-Erwartungen viel eher als ein steigender Trend für die Industrie.

Für den **Haushaltsbereich** lässt sich ein schwacher positiver Trend feststellen. Der Einfluss der Temperatur (Gradtagzahl) ist deutlich signifikant. Dies wird eindrucksvoll bestätigt, wenn man die aus der Bottom-up-Analyse ermittelte Aufteilung der Stromverbräuche im Haushaltsbereich für die Heizung (im engeren und weiteren Sinne) betrachtet: So lässt sich zeigen, dass der auf Heizung und Warmwasser entfallende Haushaltsverbrauch in den 80er Jahren stark zugenommen hat (Prognos, 1996a) und damit eine klare Kongruenz zur top-down-Analyse erkennen lässt. Dadurch wird es möglich, die vorliegenden Perspektiven für die Aufteilung des Stromverbrauchs im Haushalt auf die verschiedenen Verwendungszwecke als Basis für die Fortschreibung der Winter-Sommer-Relation im Haushaltsbereich zu verwenden.

Abbildung 3-4: Entwicklung der Winter-Sommer-Relation nach Verbrauchssektoren



Im **Dienstleistungsbereich** liegt die Relation wesentlich niedriger als bei den Privaten Haushalten. Jedoch sind für diesen Sektor dem Haushaltssektor entsprechende differenzierte Bottom-up-Ergebnisse nicht verfügbar. Immerhin gibt es Informationen zum Verbrauch für Strom im Raumwärmebereich (Widerstandheizungen, Wärmepumpen), die als Orientierungsgrösse für die Fortschreibung benutzt werden. Ausgangspunkt ist hierbei wiederum die Regressionsanalyse. Die in Abbildung 3-4 dargestellte Entwicklung zeigt einen nahezu kontinuierlichen Anstieg der Winter-Sommer-Relation für den Vergangenheitszeitraum.

Für den **Verkehrsbereich** sind die Winter-Sommer-Nachfrageunterschiede erwartungsgemäss gering. Aus der Vergangenheitsentwicklung lässt sich zwar ein positiver Trend für die Relation feststellen, aber nur, wenn der aus der Statistik sich errechnende Ausreisserwert des Jahres 1983/84 mit berücksichtigt wird. Eliminiert man diesen Wert, dann lässt sich über die Zeit keine trendmässige Veränderung der Relationen herleiten, ein Ergebnis, das den Erwartungen weitgehend entspricht.

(5) Die **Fortschreibung der sektorspezifischen Winter-Sommer-Relationen** basiert auf den Zusammenhängen, die für die Vergangenheitsentwicklung abgeleitet wurden. Folgende Annahmen wurden getroffen (vgl. Tabelle 3-3):

- Für den **Haushaltssektor** wurde festgestellt, dass sich die Veränderungen der Relation recht eindeutig durch die direkte und indirekte Nutzung von Strom für Raumwärme, Warmwasser und Beleuchtung, unter Gegenrechnung des Verbrauchs für die Kühlung, erklären. Hiervon ausgehend und unter Verwendung der entsprechend detaillierten Perspektivergebnisse für den Stromverbrauch im Haushaltssektor (Prognos, 1996a) wurde die Relation fortgeschrieben. Etwa bis 2010 steigt die Relation noch etwas an, bleibt dann konstant und geht nach 2020 aufgrund des sowohl absolut als auch anteiligen Rückgangs des temperaturbezogenen Verbrauchs für Raumwärme, Warmwasser und Licht leicht zurück.
- Bei den **Dienstleistungen** gestaltet sich die Fortschreibung aufgrund der unzureichenden Disaggregation des Stromverbrauchs weniger eindeutig, weil gegenläufige Einflüsse zu berücksichtigen sind. Auf der einen Seite geht der Verbrauch von Strom für Heizungszwecke leicht zurück (ETH, 1996) und der Kühlbedarf im Sommer nimmt zu, auf der anderen Seite gibt es gerade bei der Kühlung die grössten Stromeinsparpotentiale. Wie gross der Nettoeffekt der gegenläufigen Entwicklungen ist, lässt sich wegen fehlender Daten nicht ermitteln. Es wird für die Fortschreibung der Winter-Sommer-Relation deshalb vereinfachend davon ausgegangen, dass sich der für den Vergangenheitszeitraum feststellbare Anstieg der Winter-Sommer-Relation zwar fortsetzt, im Vergleich zum Vergangenheitstrend allerdings wesentlich verlangsamt.¹⁾
- Für die **Industrie** wurde keine Veränderung der Relation in der Vergangenheit festgestellt. Indikatoren und Anhaltspunkte, die diesen Tatbestand künftig modifizieren könnten, werden nicht gesehen.²⁾ Wir lassen deshalb die Relation für die Industrie unverändert.
- Beim Verkehrssektor wurde der Vergangenheitsentwicklung entsprechend eine marginale Zunahme der Relation vorgegeben.

In Tabelle 3-3 sind die Einzelergebnisse und die Werte für den Gesamtdurchschnitt zusammengestellt, die den Perspektivrechnungen zugrundegelegt werden. Im Durchschnitt steigt der Anteil des Winterstromverbrauchs von 54,7 % (1990) auf 56 % (2030) an. Dies entspricht einer Zunahme der Winter-Sommer-Relation von 1,21 auf 1,27. Der Winterverbrauch übersteigt den Sommerverbrauch um 27 %.

1) Die reine Trendfortschreibung hätte eine unplausibel hohe Relation von mehr als 1,50 in 2030 ergeben.

2) Mögliche strukturelle Effekte in die eine oder andere Richtung sind zwar nicht auszuschliessen, sie lassen sich aber nicht bestimmen.

Tabelle 3-3: Winter-Sommer-Relationen¹⁾ nach Verbrauchssektoren, 1990-2030

	1990 ²⁾	2000	2010	2020	2030
Private Haushalte	1.35	1.37	1.38	1.38	1.37
Dienstleistungen	1.12	1.19	1.25	1.31	1.34
Industrie	1.18	1.18	1.18	1.18	1.18
Verkehr	1.03	1.05	1.06	1.07	1.08
Insgesamt	1.21	1.24	1.25	1.27	1.27
Anteil Winter an insgesamt in %	54.7	55.3	55.6	55.9	56.0

1) Verhältnis von Winterstrom- zu Sommerstromverbrauch

2) klimabereinigte Modellwerte

3.4 Hypothetische Deckungslücke

(1) In diesem Abschnitt geht es darum, vor dem Hintergrund der Strombedarfsentwicklung im Winter den künftigen Handlungsbedarf auf der Seite des Stromangebots sichtbar zu machen. Hierfür wird die Elektrizitätsnachfrage der **hypothetischen mittleren Beschaffungsmöglichkeit** für Strom in den **Winterhalbjahren** gegenübergestellt, die sich unter folgenden Annahmen ergibt:

1. Es gibt keine Kapazitätzugänge in der Form neuer Kraftwerkskapazitäten innerhalb des Perspektivzeitraums.
2. Lediglich die heute schon bekannten bzw. im Bau befindlichen Leistungszuwächse werden zusätzlich zu den Produktionsmöglichkeiten des heutigen Kraftwerkparks berücksichtigt.
3. Daneben werden die Kapazitätsabgänge einbezogen, die durch Stilllegungen oder durch auslaufende Bezugsrechte innerhalb des Betrachtungszeitraums absehbar sind.

Auf der Basis dieser Annahmen lassen sich unmittelbar die Versorgungslücke bzw. das entsprechende **zusätzlich** erforderliche Stromangebot zur Deckung des Strombedarfs und Sicherstellung der Versorgungssicherheit ablesen.

(2) Zur Bewertung der **Versorgungssicherheit**, d.h. der Frage, inwieweit die vorhandenen inländischen und ausländischen Beschaffungsmöglichkeiten den erwarteten Strombedarf im Inland decken können, wird die mittlere Beschaffung und der Inlandsverbrauch für das Winterhalbjahr einander gegenübergestellt. Für diese Angebotsperspektiven wird, wie oben erwähnt, eine Versorgungssicherheit von 50 % zugrundegelegt (vgl. Kapitel 2). Diese Vorgabe bezieht sich auf die Erzeugung bzw. Beschaffung, nicht jedoch auf die verfügbare Leistung. Sie ist genau dann erreicht, wenn die mittlere Beschaffung und der Inlandsverbrauch gerade übereinstimmen.

(3) Die mittlere **Beschaffungsmöglichkeit** geht von der mittleren inländischen Erzeugung aus. Diese ist definiert als durchschnittliche Erzeugungsmöglichkeit des jeweiligen Kraftwerkparks zuzüglich dem Saldo zwischen den Strombezugsrechten aus ausländischen Kraftwerken und den Ausfuhrverpflichtungen der Schweiz. Sie ist aus Erfahrungswerten der Vergangenheit abgeleitet (Erwartungswert) und wird definitionsgemäss im Durchschnitt jeden zweiten Winter unterschritten. Die mittlere Erzeugung wird vornehmlich von den Annahmen zur mittleren Wasserführung, d.h. von den natürlichen Zuflüssen zu den Lauf- und Speicherwerken bestimmt.

(4) Ausgehend von diesen Zusammenhängen und der heutigen Struktur des Kraftwerk-parks werden für die Ausprägung der **hypothetischen mittleren Beschaffungsmöglichkeit** im **Winterhalbjahr** des Jahres 2000 folgende Annahmen getroffen:

- Die mittlere Erzeugung der **Wasserkraftwerke** erhöht sich auf der Basis der bereits durchgeführten Massnahmen und Planungen bis 2000 gegenüber 1990 um rd. 1200 GWh bzw. ca. 600 MW und wird danach konstant gehalten. Dies entspricht fast 3/4 des "Energie 2000"-Ziels von + 5 % Wasserkraft.³⁾
- Bei den **Kernkraftwerken** wird bis 2000 ein Leistungszuwachs durch Aufrüstung (up grading) an bestehenden Kernkraftwerken in Höhe von rd. 200 MW⁴⁾ berücksichtigt. Unter der Annahme einer Betriebsdauer von 40 Jahren ergibt sich für die langfristige Entwicklung der Kernkraftwerkskapazitäten folgende Veränderung:
Zwischen 2010 und 2015 werden zunächst Beznau I, danach Mühleberg und Beznau II stillgelegt. Gösgen wird entsprechend dem Inbetriebnahmejahr im Jahre 2020/2021 abgeschaltet und Leibstadt im Jahre 2025/2026.
Das bedeutet: Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums müssen (unter Berücksichtigung der Leistungserhöhungen) rd. 3100 MW Grundlastkapazitäten ersetzt werden.
- Für die **konventionell-thermischen** Kraftwerke und WKK-Anlagen werden bis 2000 nur geringe Zuwächse erwartet. Bezieht man die Erzeugung aus KVA, aus Deponie- und Klärgas mit ein, steigt ihr Beitrag bis 2000 auf 1,3 TWh.
- Die Stromerzeugung aus **regenerativen Energiequellen Wind, Sonne und Bio-masse** ist bis 2000 mit geschätzten 20 GWh im Winterhalbjahr noch unbedeutend.
- Die Stromangebote aus **Bezugsrechten** werden den heutigen vertraglichen Regelungen entsprechend festgesetzt. Das bedeutet bis 2005 gegenüber 1993 zunächst noch einen Zuwachs um 3,6 TWh auf 8,9 TWh für die Winterhalbjahre. Nach 2015 läuft dann ein Grossteil der Bezugsverträge aus. Sie werden hier annahmegemäss nicht durch neue Verträge ersetzt. In 2030 liegt das Angebot aus den heute abgeschlossenen Bezugsrechten noch bei 4,2 TWh im Winter.
- Die **Lieferverpflichtungen** der Schweiz (siehe Tabelle 3-4) betragen im Winter langfristig 1,7 TWh, sie werden bis zur Stilllegung des Kernkraftwerks Leibstadt konstant gehalten. Danach vermindern sie sich auf 1,1 TWh. In der Abbildung 3-3 sind sie mit den Bezugsrechten saldiert.

3) Die VSE selbst geht in ihrem Zwischenbericht von 1995 zu "Energie 2000" davon aus, dass für 2000 977 GWh (knapp 60 %) der Zielsetzung zu erreichen seien.

4) Damit wird unterstellt, dass das Ziel von "Energie 2000" einer 10 %igen Leistungserhöhung gegenüber 1990 nicht ganz erreicht wird.

(5) In der Abbildung 3-5 werden die mittlere Beschaffung des heutigen Kraftwerkparks unter den dargestellten Bedingungen dem Landesverbrauch in Szenario I jeweils für das Winterhalbjahr einander gegenübergestellt. Man erkennt, dass sich beginnend ab 2015 zunehmend eine Lücke in der Strombedarfsdeckung auftut: Zunächst steigt die mittlere Beschaffung im Zuge der Aufstockung der Bezugsrechte bis zum Winterhalbjahr 2004/2005 noch an. Danach geht sie jedoch kontinuierlich zurück, zwischen 2010 und 2020 allein um 20 %. Hier fallen auslaufende Bezugsrechte und Stilllegungen von inländischen Kernkraftwerken zusammen. Demgegenüber nimmt der Landesverbrauch kontinuierlich zu. Geht man von der angenommenen Versorgungssicherheit von 50 % aus, dann muss die mittlere Strombeschaffung mindestens dem Inlandsverbrauch entsprechen. Darauf bezogen ist in 2010 noch keine Lücke vorhanden, in 2020 beträgt sie jedoch rd. 7 TWh und in 2030 16 TWh (vergleiche Tabelle 3-5). Das bedeutet, in 2020 müssen etwa 20 % und in 2030 45 % des Elektrizitätsbedarfs durch Zubau neuer Erzeugungskapazitäten und/oder durch Aufstockung der Strombezugsrechte gedeckt werden. Dies ist die Ausgangssituation, vor deren Hintergrund die verschiedenen Optionen des Stromangebots zu diskutieren sind.

Tabelle 3-4: Lieferverpflichtungen der Schweiz an das Ausland, in TWh

	1992/93	1994/95	1999/00	2004/05	2009/10	2014/15	2019/20	2024/25	2029/30
Winter	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,1
Sommer	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,1

Abbildung 3-5: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung (ohne Neubau ab 2000 und ohne neue Bezugsrechte, Nachfrage entsprechend Szenario I)

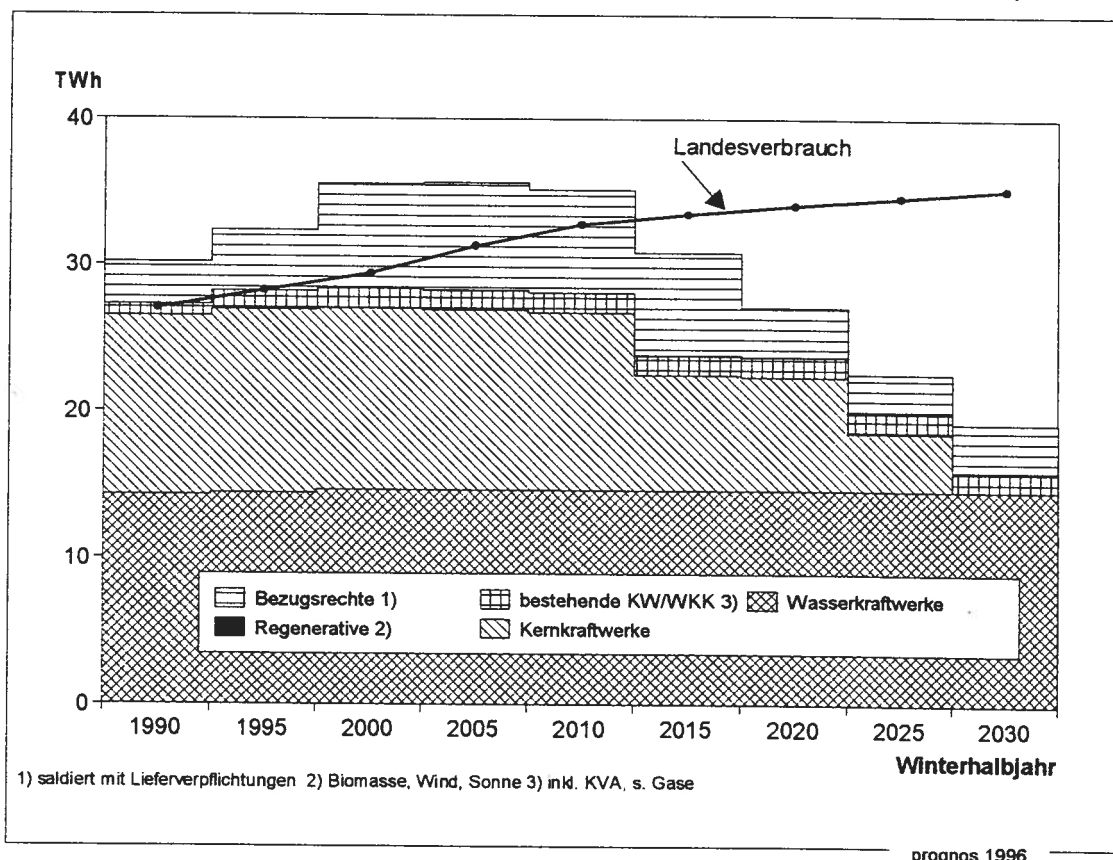


Tabelle 3-5 Gesamtangebot an Elektrizität in der Schweiz im Winterhalbjahr bis 2030 und Deckungslücke in den Nachfrageszenarien (ohne Neubau ab 2000 und ohne neue Bezugsrechte, in TWh)

	1979/80	1989/90	1994/95	1999/00	2004/05	2009/10	2014/15	2019/20	2024/25	2029/30
Gesamtangebot	24,3	30,0	32,2	35,5	35,6	35,1	30,8	27,1	22,6	19,2
Szenario	Deckungslücke									
I	4,3	3,0	4,0	6,0	4,2	2,2	-2,7	-7,1	-12,1	-16,0
Ila				6,1	4,4	2,6	-2,0	-6,0	-10,7	-14,2
Ilb				6,1	4,4	2,5	-2,2	-6,3	-11,0	-14,5
IIla				6,1	4,7	3,2	-1,0	-4,6	-8,7	-11,6
IIlb				6,1	4,5	2,9	-1,6	-5,6	-10,1	-13,6
IIlc				6,1	4,7	3,3	-0,8	-4,2	-8,2	-11,1
IIId				6,1	4,4	2,8	-1,6	-5,6	-10,1	-13,6

4. Optionen zur Deckung der Stromnachfrage

4.1 Modellstruktur und funktionale Zerlegung in Teilmodelle

(1) Das Modell soll die gesamte Stromwirtschaft einschliesslich aller Beschaffungsmöglichkeiten und der Reserve umfassen. Als exogene Grösse fungiert die Elektrizitätsnachfrage gemäss den vorliegenden Szenarien. Das Modell wird nach technischen und funktionalen Kriterien in Teilmodelle zerlegt. Jedes dieser Teilmodelle unterscheidet zwischen hydrologischem Jahr und Kalenderjahr, sowie zwischen Sommer- und Winterhalbjahr. Als Basisjahr dient das hydrologische Jahr 1992/1993 bzw. das Kalenderjahr 1993. Für die Prognose werden Fünf-Jahres-Schritte verwendet, beginnend mit dem Jahr 2000. Die genauere Beschreibung der einzelnen Teilmodelle ist aus dem Anhang I zu ersehen. An dieser Stelle soll lediglich die Struktur und das Ineinandergreifen der einzelnen Modelle angesprochen werden. Daneben wird noch auf das methodische Vorgehen bei der Berechnung der Stromerzeugungskosten eingegangen.

(2) Die einzelnen Teilmodelle werden durch das Teilmodell "Kraftwerkparkplanung" gesteuert. Hier werden Nachfrage und Angebot gemäss dem vorgegebenen Nachfrageszenario und der gegebenen Angebotsvariante unter Einhaltung der vorgegebenen Versorgungssicherheit zur Deckung gebracht. Die verfügbaren Deckungsoptionen und deren mittlere Erzeugung werden aus den Teilmodellen "Wasserkraftwerke", "Kernkraftwerke", "Konventionell-thermische Kraftwerke", "Wärme-Kraft-Kopplung", "Übrige erneuerbare Energien" und "Ausland" bereitgestellt. Die Teilmodelle "Versorgungssicherheit", "Kosten" und "Emissionen" sind Auswertungsmodule, die auf der Basis der Angebotsvariante abgeleitete Ergebnisse bereitstellen. Die folgende Abbildung 4-1 zeigt schematisch die Modellstruktur.

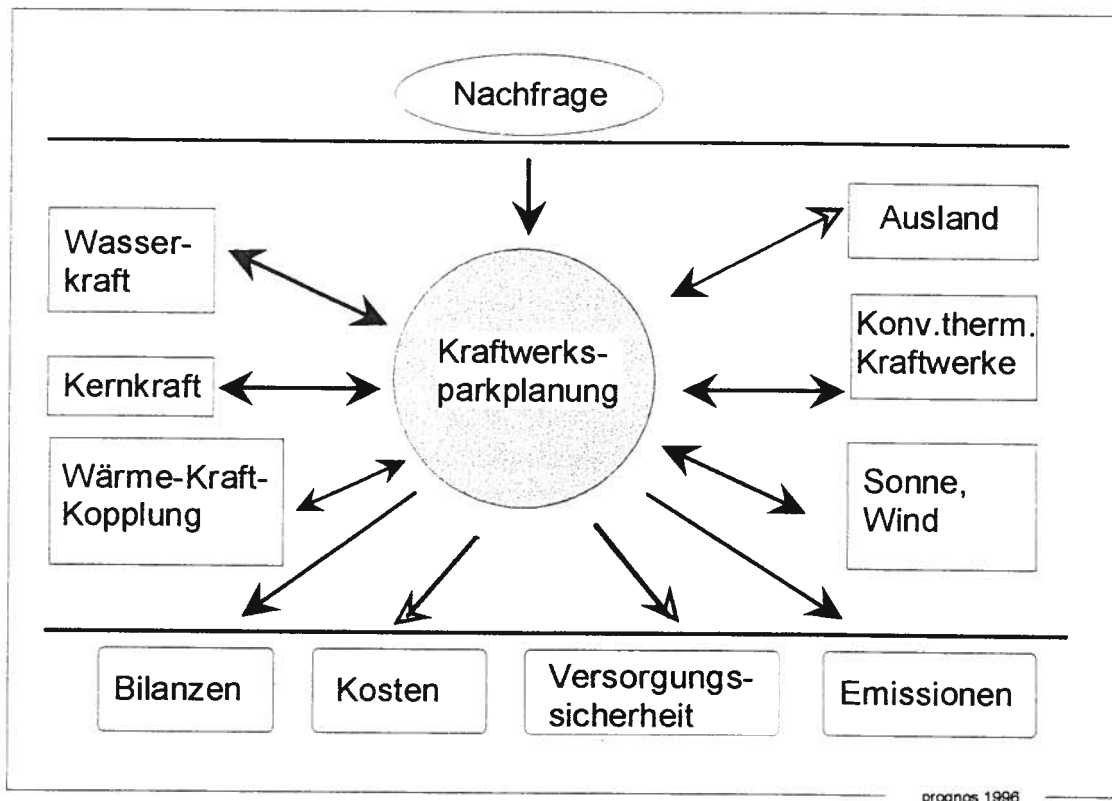
(3) Wesentliche Prinzipien der Modellierung sind:

- **Funktionale Zerlegung** in Teilmodelle,
- **Zentraler Modelltreiber:** Inländischer Elektrizitätsverbrauch im Winterhalbjahr,
- **Vintage-Ansatz**, d.h. Anlagen werden nach Jahrgängen getrennt betrachtet, und einmal installierte Anlagen behalten ihre Anfangseigenschaften bei (Irreversibilität des Sachkapitals).
- **Rechnungsgang in Angebotsteilmodellen:** Aus der Bedarfsvorgabe im Winter gemäss vorgegebener Variante wird über die mittlere Verfügbarkeit im Winter der Leistungsbedarf ermittelt. Dieser wird auf die einzelnen technischen Optionen verteilt. Mit Hilfe der

mittleren Erzeugung im Sommer und der bereits in Altanlagen vorgegebenen Erzeugung wird die mittlere Jahrerzeugung ermittelt.

- Szenarien- und Variantenabhängige **exogene Potentialvorgaben** für den nachfrageabhängigen Ausbau der unterschiedlichen technischen Optionen.

Abbildung 4-1: Modellaufbau



(4) Die **Quantifizierung der Stromerzeugungskosten** unterscheidet zwischen folgenden Hauptkomponenten:

- Entwicklung der Brennstoffpreise,
- Entwicklung der Betriebskosten,
- Entwicklung der Kapitalkosten (Investitionskosten),
- Kostenstruktur jedes Kraftwerktyps,
- Altersstruktur des Kraftwerksparks insgesamt bzw. je Typ,
- energiespezifische Zusammensetzung des Kraftwerksparks,
- Auslastung der Kraftwerke.

Die ersten drei Kostenkomponenten betreffen jedes einzelne Kraftwerk und bestimmen konkret seine Kostenentwicklung für den Zeitraum seiner Betriebszeit. Die übrigen Komponenten beeinflussen die Entwicklung der Erzeugungskosten für den Durchschnitt aller Kraftwerke

eines bestimmten Typs bzw. für den gesamten, vorhandenen Kraftwerkspark aller Kraftwerkstypen. Alle Komponenten greifen ineinander und wurden daher zu einem Gesamtsystem verknüpft. Dies bedingt, dass der Betrieb jedes Kraftwerks eines jeden Kraftwerkstyps sozusagen vom Zeitpunkt seiner Inbetriebnahme, genauer gesagt, seines Baubeginns, bis zum Ende seiner Betriebszeit (bzw. Stilllegung) verfolgt werden muss, um Verschiebungen in der Kostenstruktur des Kraftwerksparks zu erfassen.

Die dynamische Spezifizierung des Modells ist für die Berechnung der Brennstoff- und Betriebskosten selbstverständlich, wird aber auch für die Kapitalkosten (Abschreibungen) erforderlich. Für das einzelne Kraftwerk stellen die Kapitalkosten, z.B. bei Berücksichtigung einer gleichbleibenden Annuität auf die Anschaffungskosten, für die Zeit der Abschreibungsdauer zwar einen Fixkostenblock dar, für den gesamten Kraftwerkpark eines Typs jedoch erhalten diese Fixkosten im Zuge der Bestandsentwicklung (Stilllegung, Ersatzbau bzw. Zubau neuer Kraftwerke) ein dynamisches Element, das bei Kraftwerken mit hohem Anteil der Kapitalkosten und häufigem Zubau über die Verschiebungen der Altersstruktur von wesentlicher Bedeutung für die durchschnittliche Kostenentwicklung sein kann.

(5) Als **Betriebskosten** werden die Personalkosten, die Kosten für Wartung und Instandhaltung, die Versicherungskosten und die Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe berücksichtigt. Die ersten drei Betriebskostenarten können als quasi-fixe Kosten angesehen werden, d.h. sie sind abhängig von der installierten Leistung, nicht aber von der Arbeit bzw. der Auslastung der Anlage. Diese Kosten werden deshalb als spezifische Kosten je kW installierte Leistung definiert (vgl. Abschnitt 4.3). Zusammen mit den Brennstoffkosten bilden die Hilfs- und Betriebsstoffe die variablen Kostenbestandteile. Die Betriebskosten werden für jedes Kraftwerk eines bestimmten Typs als identisch angenommen.

(6) Bei der Behandlung der **Brennstoffkosten** wird zwischen den fossilen Brennstoffen und den Kernbrennstoffen unterschieden. Bei den fossilen Brennstoffen werden die Energieträger (Öl, Gas) direkt eingesetzt. Weitere Verarbeitungsstufen des Brennstoffs sind in der Regel nicht nötig, so dass ihre Einstandspreise unmittelbar im Rechenwerk Eingang findet. Die spezifischen Brennstoffkosten (R_p/kW) errechnen sich unter Berücksichtigung folgender Einflussfaktoren:

- spezifische Brennstoffverbräuche pro kWh, in Abhängigkeit von der Auslastung bzw. dem Nettowirkungsgrad des Kraftwerks,
- Energiegehalt pro Einheit Brennstoff und
- Brennstoffpreis.

Gegenüber den fossilen Brennstoffen weist der Brennstoffeinsatz im **Kernkraftwerk** eine Reihe von Besonderheiten auf, die eine differenziertere Behandlung im Rechenmodell erforder-

derlich machen. Der Kernbrennstoff durchläuft bei seiner Verwendung einen Kreislauf, dessen wichtigste Stufen die Uranerzbeschaffung, die Anreicherung des Natururans (inkl. Konversion), die Fabrikation der Brennelemente, die Wiederaufbereitung und/oder Entsorgung sind. Auf jeder Stufe fallen unterschiedliche Kosten an, die gesondert berücksichtigt werden müssen (vgl. dazu Abschnitt 4.2.2).

(7) Die Ermittlung der **Kapitalkosten** geht von den Investitionskosten aus. Das Vorgehen zur Ermittlung der Investitionskosten für neu zu errichtende Kraftwerke, die zu einem bestimmten Zeitpunkt in Betrieb gehen, unterscheidet sich für die einzelnen Kraftwerkstypen nicht grundsätzlich. Die gesamten Investitionskosten lassen sich aufteilen in:

- spezifische Anlagekosten (Fr/kW) zum Planungs- bzw. Baubeginn,
- die Verteuerung der Anlagekosten während der Bauzeit,
- die Finanzierungskosten während der Bauzeit.

Ausgegangen wird vom Zeitpunkt der Planung bzw. des Baubeginns, die beide, vom Inbetriebnahmejahr aus gerechnet, determiniert sind. Die zum Planungsbeginn gegebenen Anlagekosten verteuern sich bis zur Inbetriebnahme; dieser Preiseffekt wird durch die sogenannte Preisgleitung, die den Anstieg der Materialkosten und Löhne berücksichtigt, erfasst. Gleichzeitig werden in der Regel während der Bauzeit Vorauszahlungen geleistet, die Finanzierungskosten verursachen. Hierfür wird im Modell unterstellt, dass die Anlagekosten in jährlich gleichbleibenden Raten vorfinanziert werden. Mit höherer Bauzeit steigen die Finanzierungskosten. Insofern beinhalten die Kapitalkosten die Bauzinsen. Als **realer** Zinssatz ist allen Berechnungen ein Wert von 2 % zugrundegelegt.

Durch dieses Vorgehen lassen sich alle bis zur Inbetriebnahme des Kraftwerks aufgelaufenen Investitionskosten errechnen. Diese bilden die Basis für die Ermittlung der Kapitalkosten, die in Form jährlich gleichbleibender Annuitäten auf die gesamte Abschreibungsdauer umgelegt werden. Die Abschreibung wird also auf den Anschaffungspreis der Investition bezogen. Die betriebswirtschaftliche Abschreibungsdauer liegt in der Regel weitaus niedriger als die technische Betriebsdauer. Da in dieser Studie die volkswirtschaftliche Betrachtung vorherrscht, wurde die Abschreibungsdauer in Abhängigkeit von der Betriebsdauer festgelegt. Das bedeutet, der Grundsatz "Abschreibungsdauer gleich Lebensdauer" wird konsequent angewendet, es findet keine Produktion am "goldenen Ende" statt. Im einzelnen werden folgende Betriebsdauern bzw. Abschreibungsdauern unterstellt:

	Jahre
Wasserkraft	40 ¹⁾
Kernkraftwerke	40
Fossil-thermische Kraftwerke (inkl. HKW)	40
BHKW	20
Biomasse	20
Photovoltaik, Windkraft	20

1) entspricht einer fortlaufenden Instandsetzungsquote von 2,5 % pro Jahr

(8) Die hier vorgenommene Darstellung der Quantifizierung der Hauptkomponenten der Stromerzeugungskosten steht jeweils für ein **durchschnittliches Exemplar eines Kraftwerktyps an einem durchschnittlichen Standort** in der Schweiz. Die Kostenkomponenten weisen selbstverständlich **Bandbreiten** auf, welche sowohl von der technologischen Entwicklung, als auch von den zur Verfügung stehenden Standorten abhängen. Für einen willkürlich herausgegriffenen Kraftwerktyp an einem beliebigen Standort können die Kostenkomponenten daher erheblich von unseren Angaben abweichen. Die Ermittlung der zukünftigen Kosten geht von keinen, die Kosten zusätzlich erhöhenden Einflüssen der Erschliessung der technisch-machbaren Potentiale aus.

Insbesondere für kleine dezentrale Möglichkeiten der Stromerzeugung existiert immer ein begrenztes kostengünstig erschliessbares Potential. Dies gilt insbesondere für Insellösungen an extremen Standorten, etwa im Hochgebirge, oder bei Vorhandensein regional spezifischer Energiequellen. Diese Beobachtung darf nicht darüber hinweg täuschen, dass die Mächtigkeit dieser Potentiale gering ist und im Rahmen der hier getroffenen Annahmen, insbesondere dem Status Quo der Konsum- und Verhaltensweisen, nur einen geringen Beitrag zur Lösung der gesamtschweizerischen Deckungslücke des Elektrizitätsangebotes leisten kann.

(9) Die Kosten der Stromverteilung finden hier keine Berücksichtigung. Dementsprechend werden die Zusatzkosten, die mit einer in Abhängigkeit von der angestrebten Versorgungssicherheit möglicherweise notwendig werdenden Erweiterung der Übertragungskapazitäten für den Stromimport verbunden sind, ebenfalls nicht verrechnet.

(10) Auswirkungen, die sich aus einer veränderten regionalen Struktur des Kraftwerkparks (höherer Grad an Dezentralisierung) auf die Verteilkosten ergeben, werden nicht abgebildet.

4.2 Beitrag und Kosten der einzelnen Angebotsoptionen

(1) Die zukünftige Strombeschaffung ist durch vielerlei Unsicherheiten gekennzeichnet: auf der einen Seite inländische Unsicherheitsfaktoren wie die Entwicklung der Stromnachfrage, die gesellschaftliche Akzeptanz der einzelnen Energietechniken und Kostenveränderungen, auf der anderen Seite ausländische Unsicherheitsfaktoren, wie die Verfügbarkeit und der Preis fossiler und nuklearer Brennstoffe oder die Vertragskonditionen für Bezugsrechte. Vor dem Hintergrund dieser Aspekte stellt sich die allfällige Frage nach der Deckung der sich abzeichnenden Versorgungslücke, dem akzeptablen Grad der Versorgungssicherheit und Selbstversorgung und der Importabhängigkeit.

Im folgenden werden die einzelnen Deckungsoptionen, deren Ausbaumöglichkeiten und Wirtschaftlichkeit analysiert. Folgende Bereiche werden betrachtet:

- Wasserkraft
- Kernenergie
- Ausländische Bezugsrechte
- Kraft-Wärme-Kopplung einschliesslich Biomasse
- Konventionell-thermische Kraftwerke
- Andere erneuerbare Energiequellen (Wind, PV, u.a.).

(2) Die exogen vorgegebenen technisch ausschöpfbaren Potentiale sind eine Funktion der herrschenden relativen Preise und der ordnungspolitischen Rahmenbedingungen. Die Potentiale von Photovoltaik, Windkraft und WKK-Anlagen differieren daher erheblich in den Angebots-Szenarien. Die Potentiale der Wasserkraft-Anlagen werden in allen Szenarien und Varianten entsprechend der Vorgabe vollständig ausgeschöpft.

4.2.1 Wasserkraft

(1) Die Wasserkraft ist weiterhin die bedeutendste Energiequelle zur Erzeugung von Strom. Bezogen auf die gesamte Stromerzeugung des Kalenderjahres 1993 in Höhe von 59,3 TWh betrug der effektive Erzeugungsanteil der Wasserkraftwerke 36,3 TWh, was rd. 61 % des Totals entspricht (BEW). Die Vergangenheitsentwicklung zeigt jedoch, dass die

Bedeutung der Wasserkraft rückläufig ist. So betrug ihr Erzeugungsanteil in den 70er Jahren (je nach Wasserführung) teilweise noch weit über 80 %. Zu beachten ist, dass in diesen Werten die aufgewendete Pumpenergie nicht enthalten ist.

Die **mittlere Produktionserwartung** (für ein hydrologisches "Normaljahr") betrug nach Abzug der Pumpenergie in 1993 32,3 TWh, davon entfielen immerhin knapp 45 % auf das Winterhalbjahr. Die Generatorleistung der gesamten Wasserkraft betrug in 1993 (Ende des Jahres) 11750 MW. Die Wasserkraftwerke werden in die Laufkraftwerke und die Speicherkraftwerke getrennt. Der durchschnittliche Erzeugungsanteil der Laufkraftwerke (in der Regel Flusskraftwerke) an der gesamten Wasserkrafterzeugung betrug im Durchschnitt der letzten 5 Jahre rd. 44 %, gegenüber 56 % der Speicherkraftwerke.

(2) Nach der mittelfristigen "Vorausschau" in der Elektrizitätsstatistik wird sich die Angebotssituation mittelfristig nicht entscheidend verändern. Im Jahr 1993 erhöhte sich die maximal mögliche Generatorleistung um 8 MW und die mittlere Produktionserwartung um 63 GWh. 1994 kamen weitere 107 MW bzw. 410 GWh hinzu. Es wird erwartet, dass sich bis zum hydrologischen Jahr 1999/2000 die Wasserkraftwerkleistung durch 1994 bereits im Bau befindliche Projekte um 1309 MW und die mittlere Produktionserwartung um 234 GWh erhöht (BEW). Zu den mittel- und längerfristigen Perspektiven der Wasserkraftnutzung in der Schweiz liegen einige Untersuchungen vor, die zu folgenden Ergebnissen kamen:

- Die im Auftrag der Expertengruppe Energieszenarien im Jahre 1987 erarbeiteten Perspektiven des Wasserkraftangebotes gingen von einem Zuwachs der Wasserkraft aus Um- und Neubauten bis zum Jahr 2025 um 3600 bis 5500 GWh (Winteranteil zwischen 2800 und 4300 GWh) bezogen auf 1987 aus (EWI, 1987).
- Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband (SWV, 1987) ging ebenfalls 1987 in seiner Prognose von rund 4100 GWh mittlere, jährliche Zusatzproduktion (Winteranteil 1700 GWh oder 41%) aus. Auffällig ist die grosse Differenz beim Winteranteil. In der EWI-Studie spielt insbesondere die Vergrösserung saisonaler Speicherungen eine Rolle.

Beide Abschätzungen gelten aus heutiger Sicht nach Auskunft des Wasserwirtschaftsverbandes als sehr optimistisch.

- Im 7. Zehnwerkebericht aus dem Jahre 1987 wird bis 2005 eine zusätzliche mittlere Produktion aus Wasserkraftwerken im Winterhalbjahr von 1800 GWh (einschliesslich Kleinstwasserkraftwerke), bezogen auf das Jahr 1985, angenommen. In einer Überarbeitung dieses Berichtes aus dem Jahre 1990 (VSE, 1990) wurde wegen erwarteter Akzeptanzprobleme eine gewisse Verlangsamung des Ausbaus unterstellt und lediglich von einem Zuwachs um 1700 GWh gegenüber 1985 ausgegangen.

(3) Im Rahmen der Konfliktlösungsgruppe Wasserkraft (E2000 KOWA, 1995; E2000 AG Potential, 1993), die im Anschluss an die Veröffentlichung des Aktionsprogramms "Energie 2000" im Frühjahr 1991 gegründet wurde, wurden ebenfalls Perspektiven erarbeitet. Danach ergeben sich durch Modernisierung, Automation, Erneuerungen, Erweiterung oder kompletten Ersatz folgende zusätzlichen Produktionspotentiale (vgl. Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1: Hochrechnungen des Umbaupotentials an bestehenden Anlagen auf der Basis von Erhebungen für die Kantone Aargau, Glarus und Graubünden

Anlagen	bis 2000	2025 gegen 1993	
		theoretisches Potential	davon wahrscheinlich realisiert
Anlagen < 10 MW	205 GWh	631 GWh	362 GWh
Lauf-KW > 10 MW	376 GWh	879 GWh	818 GWh
Speicher- und Pump-speicher-KW > 10 MW	129 GWh	359 GWh	340 GWh
Total	710 GWh	1870 GWh	1520 GWh
Zuwachs gegen. 1993 in %	2.1	5.6	4.6

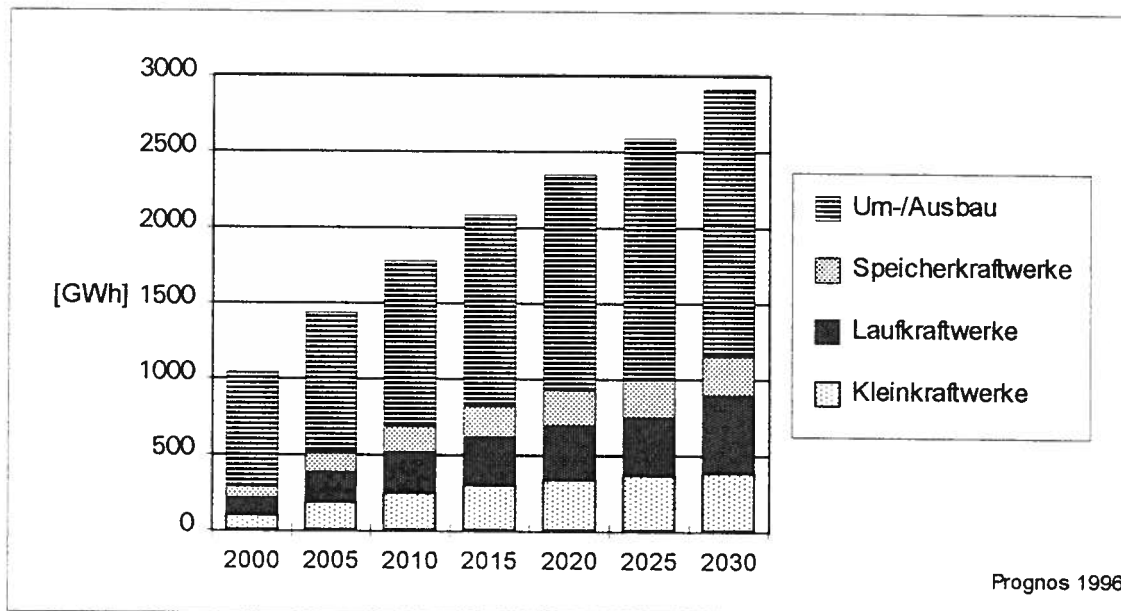
(4) Für die Fortschreibung der künftigen Erzeugungsmöglichkeiten auf Basis Wasserkraft wird zwischen Umbaupotentialen bei bestehenden Anlagen (Altanlagen), Kapazitätserweiterungen durch Erhöhung der Speichervolumen und effektivem Nettozubau unterschieden. Die Annahmen für den Zeitraum bis 2000 orientieren sich an den Arbeiten der KOWA. Für den Ausblick bis zum Jahre 2030 werden die einschlägigen Untersuchungen im Rahmen der EGES (Quellen: EWI, 1987; SWV, 1987) genutzt. Die dort unterstellten Ausbaupotentiale werden allerdings, wie bereits erwähnt, aus heutiger Sicht als zu optimistisch angesehen. Im einzelnen wurden folgende Annahmen getroffen:

- **Altanlagen:** Nach Analysen der KOWA kann bis 2025 aus Erneuerung, Erweiterung und Ersatz der Altanlagen eine zusätzliche Produktion in Höhe von 1520 GWh erwartet werden (Restwassermengen bei Konzessionsneuverhandlung sind einbezogen).
- **Speichererhöhung:** Ein Teil des Anlagenumbaus (ohne Turbinenaustausch) zielt nicht auf eine Erhöhung der jährlichen Erzeugungsmöglichkeit, sondern auf die Erhöhung der Leistung und der Speichermöglichkeiten zur Erhöhung des Winteranteils. Die Erhöhung der Leistung ist aus Sicht der Bedarfsdeckung von untergeordneter Bedeutung, da genügend Leistung vorhanden ist. Die saisonale Speicherung erlaubt die bessere Verwertung des Wasserkraftpotentials. Für die zusätzliche Menge im Winter wurde unterstellt, dass die in (EWI, 1987) als wahrscheinlich und möglich qualifizierten Projekte in Anbetracht der relativ hohen Kosten bis 2030 nur zu 20% realisiert werden. Das bedeutet, dass durch Umbau und Erhöhung des Speichervolumens von den insgesamt in (EWI, 1987) für möglich gehaltenen 1970 GWh eine Mehrerzeugung im Winter von 394 GWh (mit entsprechender Minderung der Sommererzeugung) erreicht werden.

- **Neubau:** Der Bau neuer Wasserkraftwerke stösst zunehmend an Grenzen. Frühere Prognosen müssen zumindest in zeitlicher Hinsicht gestreckt werden. Aus Neubauvorhaben, die gegenwärtig im Bewilligungsverfahren stecken und bis 2000 realisiert werden können, ergeben sich laut Bundesamt für Wasserwirtschaft in (E2000 AG Potential, 1993) eine zusätzliche Jahresproduktion von 210 bis 350 GWh. Bis 2000 gehen wir auf der Basis dieser Zahlen von einer Mehrproduktion von 280 GWh aus. Für den Zeitraum bis 2030 orientieren wir uns an den Arbeiten im Rahmen der EGES. Bis 2030 wird von einem als "wahrscheinlich" oder "möglich" eingestuften Zusatzpotential durch Neubau von 2500 GWh (Winteranteil 1000 GWh) bei Anlagen über 10 MW ausgegangen. Bei Anlagen bis 10 MW wird ein Zubaupotential von 1450 GWh (Winteranteil 440 GWh) zugrundegelegt. Das Gesamtpotential von 3950 GWh wird in unseren Modellrechnungen wegen der zunehmend ungünstigeren Bedingungen (Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit) jedoch nur zu 50% ausgeschöpft.

Umbauten, Neubau und Speichererweiterungen zusammengenommen, ergibt sich bis 2000 gegenüber 1990 eine Erzeugungserhöhung um 1200 GWh, bis 2030 um knapp 3100 GWh. Davon entfallen rd. 42 % auf das Winterhalbjahr (siehe auch Abbildung 4.2). Dieses Potential wird im Modell in allen Nachfrage-Szenarien und Angebots-Varianten realisiert.

Abbildung 4-2: Zusätzliches Produktionspotential der Wasserkraft durch Neubau und Um- bzw. Ausbau bestehender Anlagen jeweils gegen 1990 (Hydrologisches Jahr)



- (5) **Wirtschaftlichkeit:** Gemäss BKW-Bericht (BKW, 1994) wird heute Strom aus Wasserkraft im Bereich um 5 Rp/kWh an günstigen Standorten **produziert**. Bei Neubauprojekten ist jedoch nach den jüngsten Erfahrungen mit deutlich höheren Kosten zu rechnen. Die Investitionsausgaben ohne Zinsen während der Bauzeit dürften für Neubauten im Bereich bei

8000 Fr/kW für grössere Speicherkraftwerke und 5200 Fr/kW für Laufwasserkraftwerke (siehe Motor Columbus, 1988) sowie 13000 Fr/kW für Kleinanlagen liegen. Die festen Betriebs- und Unterhaltskosten liegen gemäss (Motor Columbus, 1988) bei 72 Fr/kW (alle Beträge im Geldwert 1995).

Bei Leistungserhöhungen in der Folge von Umbauten an alten Anlagen sind 3200 Fr/kW (Motor Columbus, 1988) an Investitionsausgaben zu veranschlagen und 72 Fr/kW an jährlichen Unterhaltskosten zu berücksichtigen. Hierbei handelt es sich jedoch im allgemeinen um eine generelle Ertüchtigung der Anlage, die für einen Weiterbetrieb oft notwendig ist. Die Leistungserhöhung und Wirkungsgradsteigerung ist ein willkommener Nebeneffekt. Die zeitliche Entwicklung der zukünftigen Instandsetzungs- und Leistungserhöhungsmassnahmen ist nur schwer abzuschätzen, da sie einem anlagenbezogenen Optimierungskalkül folgt.

Tabelle 4-2: Kostenannahmen Wasserkraft (Geldwert 1995, reale Eskalation p.a.)

Kostenträger	Kostenart	Kostensatz	Eskalationsrate
Altanlagen	Instandsetzungsrate	2 % p.a.	
	Investitionen für Instandsetzung	3260 Fr/kW	0,0 %
	Fixe Betriebs- und Unterhaltskosten	72 Fr/kW	1,0 %
	Restwerte im Basisjahr (hypothetisch)	1000 Fr/kW	
Neuanlagen	Investitionen Laufkraftwerke	5220 Fr/kW	0,5 % ¹⁾
	Investitionen Speicherkraftwerke	7830 Fr/kW	0,5 %
	Investitionen Kleinkraftwerke (<10 MW)	13050 Fr/kW	0,5 %
	Fixe Betriebskosten >10 MW	72 Fr/kW	1,0 %
	<10 MW	108 Fr/kW	1,0 %
	Vollbenutzungsstunden	4600 h/a	–
Speicherausbau	Gestehungskosten (Winterenergie)	32 Rp/kWh ²⁾	0,5 %
	Vollbenutzungsstunden	2400 h/a	–
	Wasserzins ³⁾ : Mittel 1995	0,88 Rp/kWh	0,5 %

Bei Neuverhandlung der Konzessionsverträge ist damit zu rechnen, dass sich der kantonale Wasserzins von heute durchschnittlich 0,88 Rp/kWh erhöhen wird. Forderungen, die bestehende bundesrechtliche Schranke an- bzw. aufzuheben, sind bereits laut geworden.

- 1) Wegen zunehmend ungünstigerer Standorte wird ein höheres Wachstum als bei den übrigen Kraftwerkstypen unterstellt.)
- 2) Der Kostensatz orientiert sich an den Kosten des Projektes Grimsel)
- 3) Der Wasserzins wird als Flächenbereitstellungskosten der Wasserkraftnutzung aufgefasst und damit bei den gesamten Erzeugungskosten berücksichtigt.

4.2.2 Kernkraft

(1) In der Schweiz gibt es insgesamt 5 Kernkraftwerke (Beznau I und II, Mühleberg, Gösgen und Leibstadt), die in 1993 zusammen eine installierte Engpassleistung von 2985 MW (netto) aufwiesen. Bezogen auf die gesamte Leistung des schweizerischen Kraftwerkparks entspricht dies fast 20 %. Aufgrund der hohen Arbeitsausnutzung (von durchschnittlich 85 % rd. 7400 h in 1993) liegt ihr Erzeugungsanteil deutlich über ihrer anteiligen Leistung: Im Durchschnitt der letzten 5 Jahre betrug der KKW-Anteil an der Gesamterzeugung etwa 39 %.

(2) Nachdem das geplante Kernkraftwerk Kaiseraugst nicht gebaut wird und zwei Initiativen im Jahr 1990 sich gegen den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie, jedoch für ein Moratorium ausgesprochen haben, sind die gegenwärtigen Kernkraftwerkskapazitäten mittelfristig festgeschrieben. Neubauten sind gegenwärtig nicht geplant. Entsprechend "Energie 2000" wird bis 2000 ein Leistungszuwachs von 10 % angestrebt. Geringe Leistungsveränderungen ergeben sich durch technische Verbesserungen (Wirkungsgraderhöhung), die an den bestehenden Kernkraftwerken mit dem Einbau neuer Turbinen durchgeführt wurden bzw. noch durchgeführt werden. Zwischen 1993 und 1995 wurde nach vorliegenden Informationen somit eine Leistungserhöhung um 113 MW (Leibstadt, Gösgen, Mühleberg, Beznau) erreicht. Gegenüber 1990 wird bis 2000 ein Leistungszuwachs in Höhe von rd. 200 MW berücksichtigt.⁴⁾

(3) Ausgehend von einer angenommenen durchschnittlichen Lebensdauer der Kernkraftwerke von 40 Jahren werden während unseres Perspektivzeitraums bis 2030 die gesamten Kernkraftwerkskapazitäten (inkl. der Leistungserhöhungen) stillgelegt. Das bedeutet, dass beginnend ab 2009 bis 2015 rd. 1100 MW Kernkraftwerksleistung stillgelegt werden müssen, bis 2020 kommen weitere 980 MW dazu. Der letzte Block in Höhe von 1030 MW wäre etwa bis 2025 vom Netz. Ob die dann stillgelegten Kernkraftwerke durch neue Kernkraftblöcke ersetzt werden oder nicht, lässt sich gegenwärtig nicht sagen. Aus diesem Grund werden in dieser Untersuchung zwei unterschiedliche Varianten zugrundegelegt: In Variante 1 werden die alten Kernkraftwerke durch neue ersetzt, in Variante 2 werden die stillgelegten Kernkraftwerkskapazitäten durch den Zubau von Anlagen auf Basis nicht-nuklearer Energie kompensiert (vgl. hierzu Kapitel 5).

4) Damit wird unterstellt, daß das Ziel von Energie 2000, eine Leistungssteigerung von 10 % gegenüber 1990, nicht ganz erreicht wird.

(4) **Wirtschaftlichkeit:** Die Wirtschaftlichkeit der KKW wird vor allem durch die Investitionskosten bestimmt. Zu diesen Kosten liegen aktuelle Schätzungen der OECD vor (OECD, 1993). Hierbei ist auffällig, dass in den OECD-Ländern (gemäss (OECD, 1993)) eine grosse Bandbreite anzutreffen ist. Die untere Grenze der Bandbreite bilden Frankreich mit 1300 US\$⁵⁾/kW und die USA mit 1800 US\$/kW für Bau und Inbetriebnahme der Anlage ohne Zinsen während der Bauzeit. Am oberen Ende der Skala liegen Deutschland (2600 US\$/kW) und Grossbritannien (2550 US\$/kW). Bestimmende Faktoren für diese Zahlen sind die nationalen Sicherheitsbestimmungen (z. B. Auslegungsfall, geforderte Systemredundanz), der Grad der Komponentenstandardisierung und die nationalen Lohnkosten (insbesondere Bauwirtschaft). Die Schweiz liegt wegen der geringen Anlagenzahl und den hohen Lohnkosten oberhalb des oberen Endes der Skala, falls man die Zahlen des KKW Leibstadt mit 3734 Fr/kW⁶⁾ (mit Abrissrückstellungen, ohne Bauzinsen, bei heutigem Wechselkurs rund 3100 US\$/kW) zugrundelegt (Motor Columbus, 1987).

Wie hoch die spezifischen Investitionskosten in 2010, wenn die ersten Kraftwerke stillgelegt werden, tatsächlich sein werden, ist gegenwärtig schwer zu sagen. Das liegt u.a. daran, dass im Falle des Ersatzes alter Reaktorblöcke möglicherweise eine neue Reaktorlinie zum Zuge kommt, wie sie gegenwärtig entwickelt wird. Bei den gegenwärtig verfolgten Konzepten zur Neuentwicklung von Kernkraftwerken geht es vor allem um die Reduzierung der Investitionsausgaben, die Bauzeitverkürzung, die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, die Verbesserung der Verlässlichkeit, die Senkung des Restrisikos und die Abmilderung und Begrenzung der Auswirkungen hypothetischer Unfälle. Ein Beispiel für derartige Bemühungen ist der European Pressurised Reactor (EPR), eine deutsch-französische Gemeinschaftsentwicklung. Ob es tatsächlich gelingen wird, einen wettbewerbsfähigen Reaktor zu entwickeln und zu bauen, der dann auch noch höheren Sicherheitsanforderungen genügt, ist gegenwärtig völlig offen. Unsere Annahmen zu den spezifischen Investitionskosten in 2030 basieren in etwa auf einer realen Konstanz des Konvoi-Typs.

(5) Bei den Kosten für **Betrieb und Unterhalt** konnte gemäss (Motor Columbus, 1987) 1985 von ca. 117 Fr/kWa ausgegangen werden. Für heute ergibt sich ein Wert von 168 Fr/kWa. Obwohl die Kapitalkosten den überwiegenden Anteil an den Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken ausmachen, sind auch die im Zusammenhang mit dem Kraftwerksbetrieb anfallenden **Brennstoffkosten** von erheblicher Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit. Für diesen Bereich wurde die einschlägige Literatur analysiert und unter Zugrundelegung verschiedener Annahmen zu den Einzelschritten des Brennstoffzyklus und deren publizierte Kosten unterschiedliche Varianten der Kostenentwicklung durchgerechnet.

5) Preisbasis 1991

6) Preisbasis 1985

Ähnlich wie bei den konkurrierenden fossilen Brennstoffen ist in den letzten Jahren ein anhaltender Preisverfall für die einzelnen Prozessschritte des Brennstoffkreislaufes zu beobachten. Die Gründe hierfür sind in dem weltweit gebremsten Ausbau der KKW und den damit zusammenhängenden Überkapazitäten und dem technischen Fortschritt bei einzelnen Verfahrensschritten (insbesondere Konversion und Anreicherung) zu sehen. Auch die Möglichkeit der Lagerung von Kernbrennstoff trägt hierzu bei, da die Käufer für ihre Beschaffung günstigere Marktsituationen bei niedrigen Lagerkosten abwarten können. Die auf den Spot-Märkten gehandelten Preise liegen z.T. deutlich unter den Preisen langfristiger Verträge. Allerdings wird ein Grossteil der Mengen über Langfristverträge eingekauft. Der (kostenspezifisch bedeutende) Bereich der Endlagerung ist mit grossen Unsicherheiten behaftet, weil noch keinerlei Betriebserfahrungen vorliegen.

(6) Zur Bestimmung der Kosten wurden sämtliche Einzelprozesse des Kernbrennstoffzyklus untersucht. Hierzu wurden jeweils Bandbreiten für die gegenwärtigen Kosteneinschätzungen aus der Literatur entnommen. Die Analyse zeigt folgendes Bild:

– Natururanimport	11,3 \$/lb U ₃ O ₈	/	30 \$/lb U ₃ O ₈
– Konversion	5 \$/kg SM ¹⁾	/	8 \$/kg SM
– Anreicherung	67 \$/kg UTA ²⁾	/	140 \$/kg UTA
– Brennelementefertigung	365 \$/kg SM	/	425 \$/kg SM
– Transport	365 \$/kg SM	/	365 \$/kg SM
– Wiederaufarbeitung	1000 \$/kg SM	/	1850 \$/kg SM
– Mischoxid-Brennelemente-Fertigung	1600 \$/kg SM	/	2700 \$/kg SM
– Zwischenlagerung	550 Fr/kg SM	/	550 F/kg SM
– Konditionierung	550 Fr/kg SM	/	850 Fr/kg SM
– Endlagerung	1000 Fr/kg SM	/	2600 Fr/kg SM

1) Schwermetall

2) Uran-Trennarbeit

Aus diesen oberen und unteren Preisabschätzungen wurden für **zwei Varianten** jeweils eine obere und untere **Gesamtkostenschätzung** zusammengestellt. Bei den beiden Varianten handelt es sich um die direkte Endlagerung respektive die Endlagerung nach vorangegangener Wiedergewinnung von Uran und Plutonium aus den abgebrannten Brennelementen (Wiederaufarbeitung). Die Kosten der Rückführung der Wertstoffe in Form von MOX-Brennelementen wurden ebenfalls berücksichtigt.

Bezüglich der technischen Daten eines "Referenzkraftwerks" wurde von 1000 MW elektrischer Leistung, einem thermischen Wirkungsgrad von 34 %, einer Zykluslänge von 7800 h und einem Brennstoffbedarf von 27,91 t/a bei einem Brennstoffabbrand von 39 MWd/kg (3,6 % Anreicherung) ausgegangen. Diese Daten korrespondieren weitgehend mit den Charakteristika der Siemens/KWU Druckwasserreaktoren (Gösgen).

Die Bandbreite der sich hieraus ergebenden Kostenschätzungen liegt bei 1 bis ca. 3 Rp/kWh. Sie bildet folgende Konstellationen ab (in Rp/kWh):

	Mit Wiederaufarbeitung	Ohne Wiederaufarbeitung
Niedrige Uranpreise	1,8	1,0
Hohe Uranpreise	2,9	1,7

Diese Kostenangaben erfassen den zeitlichen Vorlauf respektive Nachlauf der einzelnen Prozessschritte des Brennstoffkreislaufes. Geringfügig höhere Kosten ergeben sich in den ersten Jahren des Betriebes, da der Abbrand und der Anreicherungsgrad langsam im Verlauf der ersten fünf bis sieben Zyklen erhöht wird. Höhere Preisannahmen als die zugrundegelegten erscheinen u.U. für die Endlagerung wegen der relativ grossen Unsicherheit gerechtfertigt. Für die Bereiche Natururanimport und Anreicherung spielt der Dollarkurs eine relativ grosse Rolle.

(7) Der Kostenanteil der eigentlichen Brennelementefertigung an den Gesamtkosten liegt bei einem Verzicht auf die Wiederaufarbeitung bei nur etwa 40 % (mit Wiederaufarbeitung 24 %). Dies weist auf die grosse Bedeutung der **Entsorgungskosten** im Brennstoffzyklus hin. Diese - auf sehr unsicheren Schätzungen beruhenden - Kosten können heute noch nicht als betriebswirtschaftlicher Aufwand verbucht werden, sondern müssen als Rückstellungen erfasst werden. Die Kostenschätzungen für den Ist-Zustand 1993 beruhen auf der Variante mit Wiederaufarbeitung. Als wahrscheinlicher Mischwert aus den Kostenschätzungen lässt sich ein "mittlerer Wert" von 2,6 Rp/kWh ermitteln. Da im Bereich der Brennstoffversorgung ein anhaltender Preisverfall zu beobachten ist und mittelfristig wegen niedriger Natururanpreise auf die Wiederaufarbeitung vermutlich verzichtet werden wird, können nach unseren Berechnungen die Brennstoff- und Entsorgungskosten bis 2000 auf 1,6 Rp/kWh zurückgehen. Danach wird ein real konstanter Preis angenommen.

Insgesamt sei aber nochmals auf die Unsicherheiten bei der Schätzung der Endlagerungskosten hingewiesen.

Tabelle 4-3: Kostenannahmen Kernkraft (Geldwert 1995, reale Eskalation p.a.)

Kostenträger	Kostenart	Kostensatz	Eskalationsrate
Alt- und Neuanlagen	Stilllegung	540 Fr/kW	0,5 %
	Investitionen für Leistungssteigerung	4660 Fr/kW	0,5 %
	Fixe Betriebs- und Unterhaltskosten	168 Fr/kW	1,0 %
	Brennstoffkosten (ab 2000) (Arbeitsausnutzung: 7000-7400 h; Winter 88 %, Sommer 72 %)	1,6 Rp/kWh	0,0 %
	Vollbenutzungsstunden	7100 h/a	—

4.2.3 Ausländische Bezugsrechte

(1) Der Bezug aus französischen Kernkraftwerken wird im Modell analog zur Produktion heimischer Kernkraftwerke behandelt, wobei die Kostendaten allerdings auf französischen Angaben beruhen. Hinzu kommt ein Zuschlag für die Transportkosten und ein Gewinnzuschlag. In der neuesten Vorausschau geht der VSE (VSE, 1995) davon aus, dass die gesamten Kapazitäten der Schweizer Verbundunternehmen für Importe aus Frankreich einen theoretischen Grenzwert von rd. 3000 MW aufweisen. Nach Abzug einer Sicherheitsreserve wird die effektive Kapazität auf 2000 MW geschätzt. Die Höchstleistung der Bezugsrechte liegt, wie oben erwähnt, bei etwa 2600 MW. Inwieweit davon ausgehend ein Ausbau des Verbundnetzes erforderlich wird, lässt sich schwer einschätzen.

Die Arbeitsausnutzung wird in Anlehnung an die empirischen Erfahrungen niedriger veranschlagt als für schweizerische Kraftwerke. Bezogen auf die Versorgungssicherheit wäre bei den Bezugsrechten zu beachten, ob es sich um unterbrechbare Lieferungen handelt, und wenn ja, unter welchen Bedingungen diese unterbrochen werden. Hierzu lagen jedoch keine Informationen vor, so dass dieser Aspekt in der Kostenrechnung nicht berücksichtigt werden konnte.

Die zugrundegelegten Kostenangaben beruhen auf eigenen Schätzungen, wobei insbesondere auf die OECD-Angaben (OECD, 1993) zu den Erzeugungskosten der französischen Kernkraftwerke zurückgegriffen wurde.

(2) Die Höhe der Bezugsrechte entwickelt sich entsprechend den heute bekannten vertraglichen Regelungen wie folgt (in TWh):

	Winter	Sommer	Jahr (hydrolog.)
1993	5.9	5.1	10.0
2000	8.6	7.6	16.6
2010	8.9	7.9	16.8
2020	4.8	4.3	9.1
2030	4.2	3.7	7.9

In der Angebotsvariante 1 wird davon ausgegangen, dass die auslaufenden Bezugsrechte durch neue Verträge ersetzt werden und in etwa wieder das Niveau von 2010 erreicht wird. In der Variante 2 werden die Bezugsrechte nicht aufgestockt, sondern entsprechen der in der obigen Übersicht dargestellten Entwicklung.

Tabelle 4-4: Kostenannahmen für ausländisches Bezugsrecht (Basis: französische KKW, Geldwert 1995, reale Eskalation p.a.)

Kostenträger	Kostenart	Kostensatz	Eskalationsrate
Bezugsrecht	Kaufpreis Leistung	4100 Fr/kW	0,5 %
	Betriebs- und Unterhaltskosten	150 Fr/kW	1,5 %
	Arbeitskosten	3 Rp/kWh	0,0 %
	(Arbeitsausnutzung: 6000-6400 h; Winter 74 %, Sommer 65 %)		
	Vollbenutzungsstunden	6400 h/a	–

4.2.4 Wärmekraftkopplung

4.2.4.1 Vergleich vorliegender Potentialstudien

(1) Die gekoppelte Erzeugung von nutzbarer Wärme und elektrischer Energie in einem technischen Prozess ist eine Variante der Stromerzeugung, bei der die Wärme nicht ungenutzt an die Umgebung abgegeben wird, sondern zu einem Grossteil einem sinnvollen Zweck, nämlich der Deckung des Raum- oder Prozesswärmebedarfs⁷⁾ oder des Warmwasserbedarfs zugeführt wird. Entscheidend für eine wirtschaftliche Nutzung der Wärmekraftkopplung ist die zeitliche und räumliche Verteilung des Wärmebedarfs einerseits und der Nachfrage nach elektrischer Energie andererseits. Zu den Potentialen der Wärmekraftkopplung und den Möglichkeiten einer wirtschaftlichen Erschliessung liegen eine Reihe von Studien vor, auf die im folgenden eingegangen wird.

(2) **Klein-WKK-Statistik, Dr.Eicher+Pauli (Eicher, 1994):** Diese Statistik erfasst alle Anlagen mit einer Leistung bis 1 MWe. 1993 wurden in insgesamt 491 Anlagen mit 703 Aggregaten 183 GWh elektrische Energie und 362 GWh Wärme produziert. Hiervon wurden 67 GWh elektrische Energie ins Netz der Elektrizitätswerke eingespeist. Von den 362 GWh Wärme wurden allerdings 33 GWh in stromgeführten Anlagen über Notkühler direkt an die Umwelt abgegeben. Ausserdem wurden 10 GWh mechanische Energie bereitgestellt. Bei einem Energieverbrauch von 700 GWh errechnet sich ein Gesamtnutzungsgrad aller WKK-Anlagen von 78 %. Nimmt man die im Jahre 1993 installierte Leistung (d.h. den heutigen Marktstandard), so ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von 83 % mit einer Stromkennzahl

7) Technisch machbar, aber noch nicht weit verbreitet ist heute auch die Deckung des Kühlungsbedarfs durch Fernwärme.

von 0,66, d.h. ein mittlerer Stromwirkungsgrad von 33 %, während der mittlere Strom-Jahresnutzungsgrad aller Klein-WKK-Anlagen heute bei 26 % liegt. Bei grösseren Anlagen werden heute schon Jahresnutzungsgrade von 36 % erreicht. Für die Zukunft bis zum Jahre 2030 wird mit einem Anstieg des Strom-Jahresnutzungsgrades von 32 % auf deutlich 40 % für Neuanlagen gerechnet.

Als mittlere Betriebsstunden der BHKW in Wohnüberbauungen und Dienstleistungsgebäuden wurden 3700 h ermittelt, in Kläranlagen liegt der Wert bei 4900 bis 5900 h. Die mittlere Arbeitsausnutzung der Wärmeleistung beträgt jedoch lediglich 2790 h. Bei der elektrischen Leistung liegen die Vollbetriebsstunden mit 3260 h (wegen Notkühlbetrieb zur Spitzenlastabdeckung) deutlich höher.

Das Energiemix bei den Brennstoffen in den Klein-WKK-Anlagen wird in überwiegendem Masse von Erdgas (313 GWh), Klärgas (245 GWh) und Deponiegas (107 GWh) bestimmt. Diese drei Energieträger hatten 1993 einen Anteil von 95 %. Der Rest setzt sich zusammen aus Diesel/HEL, Propan und Biogas.

Bei den Brennstoffzellen ist noch kein Durchbruch zur Wirtschaftlichkeit in Sicht. Grundlegende Vorteile im Vergleich zu Verbrennungsmotoren besitzen sie nur bei Verwendung von Wasserstoff, der jedoch unter den Szenarioannahmen noch keine Bedeutung erlangen wird.

(3) **BKW-Studie zum WKK-Potential** (BKW, 1995): Die Bernischen Kraftwerke AG haben eine Studie in Auftrag gegeben, in der das Potential der WKK in Burgdorf untersucht werden sollte. Auftragnehmer war die Ingenieurschule Burgdorf (ISB). Auf der Basis der Feuerungsliste des Kantonalen Amtes für Industrie, Gewerbe und Arbeit (KIGA) wurden die bestehenden Wärmeerzeugungsanlagen mit thermischer Leistung über 900 kW identifiziert und für die Untersuchung zusammengestellt. Insgesamt waren dies 36 Anlagen. Bei den für den WKK-Einsatz als sinnvoll angesehenen Anlagen wurde ein Gesamtpotential von 24,5 GWh/a elektrische Energie mit einer Leistung von 6,6 MWe ermittelt, 86 % davon wären zu Preisen zwischen 11 und 18 Rp je kWh erzeugbar. Eine ebenfalls von BKW in Auftrag gegebene **Hochrechnung auf das Versorgungsgebiet** der BKW errechnet eine elektrische WKK-Leistung mit 33,7 MW und ein Gesamt-WKK-Potential von 133 GWh/a elektrische Arbeit in gasversorgten Gebieten. Hinzu kommt ein Leistungspotential von 25,1 MW bei 98 GWh elektrische Arbeit in nicht gasversorgten Gebieten. Ein Vergleich mit den Ergebnissen des 2. Energieberichts des Kantons Bern (Müller, 1989), der weitgehend auf den Untersuchungen der EGES aufbaut, zeigt, dass die Potentiale der WKK in der ISB-Studie um fast 60 % unter den Zahlen des 2. Energieberichtes liegen. Als Gründe werden angeführt, dass der 2. Energiebericht anlagen- und bautechnische Gegebenheiten, betriebliche und wirtschaftliche Aspekte ausser acht liesse, so dass das dort angegebene Potential entsprechend zu vermindern sei.

Der Verallgemeinerung der BKW-Studie und Ergebnisse und deren Übertragung auf die Gesamtschweiz stehen eine Reihe von Problemen entgegen:

- Das Selektionskriterium "thermische Leistung über 900 kW" ist relativ streng, wenn man bedenkt, dass WKK bei deutlich niedrigerer, maximaler Wärmeleistung unter bestimmten Bedingungen wirtschaftlich sein kann (insbesondere bei kontinuierlichem Wärmebedarf auf hohem Niveau, d.h. bei hohen Vollastbenutzungsstunden).
- Die mögliche Versorgung grosser Neubauobjekte und Wohngebiete sowie der Anschluss benachbarter Verbraucher an bestehende Nahwärmenetze oder Einzelobjekte wurde nicht berücksichtigt.
- Bestimmte Annahmen zur Wirtschaftlichkeit (Stromwirkungsgrad, Nichtunterbrechbarkeit des Gasvertrages, Stromeinkaufs- und -verkaufspreise, Zusatzunterhaltskosten) bedürfen weiterer Diskussion. Allein durch Verwendung eines Jahresnutzungsgrad für Strom von 37 % anstelle von 32 % würde das WKK-Potential um 15,6 % höher ausfallen.

Auf eine Nutzung der Potentialschätzungen in der ISB-Studie und eine Hochrechnung auf die Gesamtschweiz wurde deshalb in dieser Studie verzichtet.

(4) **Die Prognos-Studie "Wärmelektrische Erzeugung" aus dem Jahre 1987 (Prognos, 1987):** Diese im Auftrag des BEW im Rahmen der EGES in Zusammenarbeit mit Motor-Columbus durchgeführte Analyse der WKK-Potentiale der Schweiz weist für das Jahr 2005 ein Stromerzeugungspotential von 3,9 TWh für HKW und BHKWs bei spezifischen Erzeugungskosten bis 16 Rp/kWh aus. Bei Grenzkosten von 24 Rp steigt das Potential auf 4,3 TWh und bei 32 Rp auf 7,2 TWh an. Der Winteranteil liegt bei 75 %.

(5) **Die Studie "Potential der Wärmelektrische Erzeugung in der Industrie" der Sulzer Energieconsulting AG, 1987 (Sulzer, 1987):** Diese Studie ermittelte Wärmepotentiale in Abhängigkeit von Szenarios und Wirtschaftswachstum zwischen 8,4 TWh/a und 10,3 TWh/a für 2005 und zwischen 7,1 TWh/a und 13 TWh/a für 2025. Basierend auf diesen Wärmepotentialen werden für unterschiedliche Stromerzeugungskosten Potentiale für WKK-Strom bestimmt. Für niedrige Stromerzeugungskosten (11-11,5 Rp/kWh) ergibt sich bis 2025 ein erschliessbares zusätzliches Potential von 790 MW mit 4,2 TWh erzeugtem Strom, bei mittleren Kosten (bis 14 Rp/kWh) erhöht es sich auf 1320 MW und 6 TWh. Bei Kosten bis 21 Rp/kWh schliesslich erreicht man ein Potential von 1450 MW mit elektrischer Arbeit von 6,3 TWh.

(6) Die Anwendung der Potential- und Kostendaten obiger Studien für die Arbeiten zum Elektrizitätsangebot ist mit erheblichen Problemen behaftet. Das liegt insbesondere an den unterschiedlichen Annahmen zur Wirtschaftsentwicklung und den Energiepreisen und zu den unterstellten Energietechniken und andere Aspekten. Streng genommen sind die in den obigen Studien ermittelten WKK-Potentiale nicht auf die heutige Situation übertragbar. Da jedoch **keine aktuelle Schätzung** der WKK-Potentiale für die Gesamtschweiz verfügbar ist

und die Ergebnisse der ISB-Studie nicht auf die Gesamtschweiz übertragbar sind, werden die in den Prognos- und Sulzer-Studien ermittelten wirtschaftlich realisierbaren Potentiale als Basis verwendet. Diese Potentiale mussten jedoch an die aktuellen Perspektiven zum Wärmebedarf angepasst werden, da die in den EGES-Studien verwendeten Wärmebedarfsprognosen wesentlich höher liegen als in den Perspektivrechnungen des Syntheseberichts.

4.2.4.2 Potentialbestimmung

(1) In **Variante 2** der Deckung der Stromlücke wird sukzessive gezielt die WKK ausgebaut. Der verbleibende Teil ist noch durch Zubau von Kondensationskraftwerken bereitzustellen. Der Vorteil der WKK liegt darin, dass durch die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom ein weitaus grösserer Teil der Energie, die in den Brennstoffen enthalten ist, ausgenutzt werden kann, als in der getrennten Erzeugung von Strom in Kondensationskraftwerken und Wärme in konventionellen (hausinternen) Heizungsanlagen. Die WKK spart Primärenergie und mindert somit in der Regel (je nach eingesetzten und ersetzten Brennstoffen) den Ausstoss von CO₂-Emissionen.⁸⁾

Aufgrund der unterschiedlichen Charakteristika der Nachfrage nach Wärme und Strom wird zwischen industrieller WKK und Siedlungs-WKK unterschieden. Zum Einsatz kommen in der Regel folgende WKK-Techniken: Dampfturbinen (Gegendruckanlagen), Gasturbinen, GuD-Kombianlagen und BHKWs mit Gas- und Dieselmotoren. Die Techniken unterscheiden sich im Einsatz der Brennstoffe und in ihren Kennwerten, d.h. im Leistungsbereich, in der Höhe der Stromkennziffer, der elektrischen Wirkungsgrade und des Brennstoffnutzungsgrades der Gesamtanlage. Die Stromkennziffer gibt das Verhältnis zwischen der elektrischen und der thermischen Leistung an. Sie ist ein wichtiges Gütekriterium für den WKK-Prozess, weil mit steigender Stromkennziffer (bei gleicher Gesamtleistung der WKK-Anlage) die gekoppelt erzeugte Strommenge ansteigt und somit um so mehr ungekoppelt erzeugten Strom vermieden. Vor allem die modernen GuD-Anlagen erreichen hohe Stromkennziffern von grösser 1. WKK-Anlagen mit Brennstoffzellentechnik erreichen noch höhere Stromausbeuten, ihre Technikentwicklung wird gegenwärtig vorangetrieben. Wann sie wirtschaftlich sind und zum Einsatz kommen, ist gegenwärtig noch ungewiss. In unseren Berechnungen ist deshalb diese Technik nicht einbezogen worden.

8) Dies gilt meistens im Vergleich zur getrennten Stromerzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe, nicht jedoch im Vergleich zur CO₂-freien Wasserkraft und Kernkraft. Diese stehen hier jedoch nicht zur Diskussion, da die Wasserkraftpotentiale bereits ausgeschöpft ist und die stillgelegten Kernkraftwerke annahmegemäss nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden sollen.

(2) Die **Quantifizierung der WKK-Potentiale**, die in der Schweiz künftig vorhanden sind und zu wirtschaftlichen Bedingungen erschlossen werden können, ist eine umfangreiche Aufgabe, die den Rahmen der Perspektivarbeiten übersteigt. Es bot sich deshalb an, auf bereits vorliegende Untersuchungen zurückzugreifen. Die innerhalb der EGES durchgeführten Studien zu den WKK-Potentialen bilden weiterhin die umfassendsten Grundlagen für die Gesamtschweiz. Basis unserer Berechnungen bilden die EGES-Studien, deren Ergebnisse jedoch im Lichte der zugrundeliegenden Rahmendaten überarbeitet und aktualisiert werden mussten.

(3) Im Rahmen der EGES wurden die Potentiale der **industriellen WKK** durch die SEC (Sulzer Energieconsulting) ermittelt. Motor Columbus hat die Stromerzeugungskosten und Einsatzmöglichkeiten der **Siedlungs- bzw. Raumwärme-WKK** für verschiedene siedlungsstrukturelle Versorgungstypen untersucht. Die Potentiale, die sich für die Versorgungstypen ergaben, wurden dann von der Prognos auf der disaggregierten Ebene von Siedlungen und Gemeinden auf die **gesamtschweizerischen WKK-Elektrizitätserzeugungspotentiale** hochgerechnet.

Die industriellen WKK-Potentiale wurden von SEC mit Hilfe der offiziellen Statistiken und der EKV-Statistik ermittelt und auf der Basis der Perspektivrechnungen zum industriellen Wärmeverbrauch der CUEPE fortgeschrieben, differenziert nach Branchen und nach Prozess- und Raumwärme. Die Höhe der Potentiale hängt danach wesentlich davon ab, welche Stromerzeugungskosten der WKK-Stromerzeugung noch als "wirtschaftlich vertretbar" akzeptiert werden. Je höher die Abschneidegrenze angesetzt wird, desto grösser sind die Potentiale. Für die in der EGES-Studie als obere Grenze angesetzten Erzeugungskosten von 21 Rp./kWh (Amortisationszeit von 10 Jahren) werden für 2025 (Szenario hohes Wachstum, starkes Sparen) 6,7 TWh als industrielles Stromerzeugungspotential ermittelt (vgl. nachfolgende Aufstellung). Bei einer Grenze von 14 Rp./kWh liegt das Potential 10-15 % tiefer.

Industrielle WKK bei Stromerzeugungskosten von	Stromerzeugungspotential nach EGES, TWh	
	2005	2025
- 21 Rp./kWh	5.2	6.7
- 14 Rp./kWh	4.5	6.2

Für die Siedlungs-WKK (Szenario hohes Wachstum, Sparszenario S1) ergaben sich nach der EGES-Studie Stromerzeugungspotentiale von 9,6 bzw. 9,3 TWh, wenn die Erzeugungskostenpreise bei 32 Rp./kWh zugrundegelegt werden. Betrachtet man die realistischere Grenze von 24 Rp./kWh, dann reduzieren sich die Potentiale auf 5 - 6 TWh beträchtlich.

Siedlungs-WKK⁹⁾ bei Stromerzeugungskosten von	Stromerzeugungspotential nach EGES, TWh	
	2005	2025
- 32 Rp./kWh	9.6	9.3
- 24 Rp./kWh	5.7	5.5

Siedlungs- und industrielle WKK zusammengekommen betragen die WKK-Potentiale nach den EGES-Annahmen für die untere Abschneidegrenze der Erzeugungskosten 10,2 TWh in 2005 und 11,7 TWh in 2025.

(4) Die **Übertragung** und Anwendung dieser Potentialeinschätzungen auf unsere Perspektivarbeiten ist nicht unmittelbar möglich, sondern bedarf einiger Anpassungen. Dies liegt vor allem an den Unterschieden in den zugrundeliegenden Rahmendaten, die für die Potentialbestimmung von Bedeutung sind. Zunächst ist zu berücksichtigen, dass den Berechnungen der Erzeugungskosten in der EGES-Studie ein Nominalzins von 4,5 % zugrundeliegt, in unseren Arbeiten dagegen ein Realzins von 2 % verwendet wird. Da die Kapitalkosten je nach Anlage teilweise mehr als 50 % der Gestehungskosten ausmachen können, liegen die in der EGES-Studie ausgewiesenen Erzeugungskosten bei sonst gleichen Annahmen um 10 bis 20 % höher im Vergleich zu unseren Werten.

Der wichtigste Unterschied betrifft jedoch vor allem die **Perspektiven im Wärmebereich**. Die Wärme-Kraft-Kopplung ist nur dann sinnvoll anzuwenden, wenn die WKK-Prozess anfallende Wärme auch Abnehmer hat. Die Situation auf dem Wärmemarkt ist entscheidend, sie bestimmt zusammen mit den Wärmebedarfsdichten das nutzbare Potential im Industrie- und Siedlungsbereich. Die Wärmebedarfsdichten sind ihrerseits abhängig von der Siedlungsstruktur und dem spezifischen Heizenergiebedarf der Gebäude. für die Nutzung der Ergebnisse aus den EGES-Studien kommt es deshalb zunächst auf den Vergleich der **Wärmebedarfsentwicklung** an. Daneben spielen weitere Grössen eine wichtige Rolle. Dazu gehören:

- die zugrundegelegten technischen Parameter, vor allem die **Stromkennziffer**,
- die in den Nachfrageperspektiven unterstellte **Dynamik der Gasversorgung**,
- die **Energiepreisentwicklung** (Spreizung Öl/Gas und Strom)
- der unterstellte **Anschlussgrad** an die Fern- und Nahwärmeversorgung.

9) HKW/BHKW-Vollversorgung, bei der BHKW-Vollversorgung liegen die Werte etwas höher.

(5) Zunächst zur **Entwicklung des Wärmebedarfs**: Bei einer WKK-Ausbau-Strategie, wie sie in Variante 2 angenommen ist, kommen alle Wärmeerzeugungsanlagen als Bedarfskomponenten in Frage. Im Haushalts- und Dienstleistungsbereich sind dies vornehmlich Anlagen für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser, in geringerem Umfang für Prozesswärme. In der Industrie sind sowohl der Prozess- als auch der Raumwärmebedarf zu betrachten. Beim Vergleich der Wärmebedarfswerte für die Siedlungs-WKK wurden die aktuellen Energieperspektiven für HEL und Erdgas in den Haushalten und im Dienstleistungsbereich (Prognos und ETH, 1996) den entsprechenden Perspektiven der EGES-Untersuchungen gegenübergestellt. Für die Industrie liegen ebenfalls aktuelle, nach Prozess- und Raumwärme differenzierte Perspektiven des Energieverbrauchs vor (Basics, 1996), die mit den EGES-Vorgaben verglichen wurden.

Tabelle 4-5: Perspektiven des Wärmebedarfs¹⁾ im Vergleich zwischen den EGES-Annahmen und Szenario I, in PJ

	2005	2025
Private Haushalte, Dienstleistungen		
– EGES (hohes Wachstum, Sparszenario S1)	304	284
– Szenario I ²⁾	230	219
– Abweichung Szenario I / EGES, in %	- 24	- 23
Industrie		
– EGES (hohes Wachstum, starkes Sparen)	122	131
– Szenario I ²⁾	112	118
– Abweichung Szenario I / EGES, in %	- 8	- 10

1) inkl. Warmwasser

2) korrigiert um das Baugewerbe

Tabelle 4-5 zeigt, dass die aktuellen Einschätzungen zur Wärmebedarfsentwicklung von niedrigen Werten im Vergleich zu den EGES-Annahmen ausgehen. Wird der Anteil der WKK-würdigen Wärmepotentiale in der Industrie gegenüber den EGES-Annahmen (ca. 25 %) unverändert gehalten, dann resultiert daraus für die Industrie ein um 8-10 % niedrigeres WKK-Elektrizitätspotential. Im Dienstleistungsbereich liegt das Elektrizitätspotential unter sonst gleichen Bedingungen sogar um fast 25 % unter den EGES-Werten. In absoluten Werten gerechnet reduzieren sich somit allein wärmebedarfsbedingt die WKK-Potentiale für Siedlungs- und Industrie-WKK zusammengenommen um 1,8 TWh in 2005 und 2,0 TWh in 2025.

(6) Neben dem Wärmebedarf spielen die Annahmen zur **längerfristigen Erdgasnachfrage** und Erdgasversorgung eine Rolle für die WKK-Potentiale im Siedlungsbereich. Hintergrund ist, dass in der Referenzentwicklung (Szenario I) beachtliche Verbrauchszuwächse für Erdgas im Haushalts- und Dienstleistungsbereich erwartet werden. Diese gasversorgten Gebiete stehen als Bedarfspotentiale für die Wärmelieferung aus WKK-Prozessen nicht ohne weiteres zur Verfügung, und zwar in den Fällen, in denen zur WKK-Wärmenutzung Wärmeverteilnetze benötigt werden. Diese würden sich ansonsten mit den Gasverteilnetzen überlappen, was auszuschliessen ist, weil dies keine wirtschaftlichen Betriebsbedingungen zu-

lässt. Solche Beschränkungen gelten für die HKWs und die externen BHKWs, dagegen nicht für die internen BHKWs, die kein externes Wärmeverteilnetz benötigen und daher grundsätzlich auch Erdgas substituieren können. Voraussetzung für die internen BHKWs ist in der Regel ein Gasanschluss, da der weitaus grösste Anteil der BHKWs mit Gas (Erdgas, Deponiegas) betrieben wird. Wir haben unterstellt, dass 1/3 der mit Gas versorgten Haushalte und Dienstleistungssektoren für eine Fern- oder Nahwärmeversorgung nicht zur Verfügung stehen, jedoch durch interne BHKWs abgedeckt werden können.

Fasst man beide Aspekte (Veränderung des Wärmebedarfs und gasversorgter Gebiete) zusammen, dann reduziert sich somit das WKK-Potential wärmeseitig gegenüber den EGES-Annahmen um rd. 1,7 TWh (rd. 30 %) im Siedlungsbereich und um 0,4 bis 0,7 TWh (8-10 %) im Industriebereich. Diese Verminderungen wirken sich relativ in gleichem Umfang auch auf die Elektrizitätserzeugungspotentiale aus, wenn die technischen Parameter der eingesetzten WKK-Technologien unverändert bleiben.

(7) Eine wichtige technische Kennziffer der WKK-Prozesse ist die **Stromkennziffer**, die das Verhältnis zwischen elektrischer und thermischer Leistung der Koppelanlage angibt. Bei gegebenem Gesamtwirkungsgrad der WKK-Anlage ist die Gesamtanlage um so günstiger zu bewerten, je höher die Stromkennziffer und damit die Stromausbeute ist. Im Vergleich zu den Annahmen in den EGES-Studien wird sowohl für die Industrie-WKK als auch für die Siedlungs-WKK von einer im Durchschnitt um 10 % höheren Stromkennziffer ausgegangen. Gründe hierfür sind zum einen die weiteren Effizienzsteigerungen im Kraftwerksbau (höhere Wirkungsgrade der Gas- und Dampfturbinen), zum anderen der höhere Anteil des Einsatzes von GuD-Anlagen, die im Vergleich zu den Gegendruckturbinen weitaus höhere Stromkennziffern ausweisen. Aus der Annahme einer 10%igen Erhöhung der Stromkennziffern ergibt sich eine Zunahme der Stromausbeute um insgesamt 1,1 - 1,2 TWh, wovon jeweils etwa die Hälfte auf die Industrie- bzw. Siedlungs-WKK entfällt.

Für den Siedlungsbereich wird ausserdem unterstellt, dass die gegenwärtig in Großstädten noch bestehenden Heizwerke mit ihren Fernwärmenetzen durch effiziente WKK-Anlagen ersetzt werden. Nach Eicher & Pauli (Eicher & Pauli, 1987) beträgt das Stromerzeugungspotential hierfür in der Obergrenze 2,3 TWh. Unter Berücksichtigung der niedrigeren Wärmepotentiale und der um 10 % höheren Stromkennziffer ergibt sich aus dem Ersatz der ungekoppelten (HW) durch gekoppelte (HKW) Fernwärmeerzeugung ein zusätzliches¹⁰⁾, realisierbares Stromerzeugungspotential von knapp 2,0 TWh.

10) In den EGES-Studien wurden die Erzeugungspotentiale aus dem Ersatz alter Heizwerke durch moderne Heizkraftwerke nicht behandelt.

(8) Eine weitere Modifizierung im Vergleich zu den EGES-Annahmen bezieht sich auf den **Anschlussgrad**. In der Industrie und bei den internen BHKWs, die keine Wärmeverteilnetze benötigen, bleibt der Anschlussgrad bei 100 %, wie er auch in den EGES-Studien unterstellt wurde. Für WKK-Anlagen, die Wärmeverteilnetze brauchen (HKW, externe BHKW), wurden in der EGES-Studie (MCI) Anschlussgrade von 80 % angenommen. Bisherige Erfahrungen zeigen, dass dies kaum erreicht werden kann, es sei denn, es besteht Anschlusszwang oder es werden Gebietsabgrenzungen zwischen der Gas- und Fernwärmeversorgung vorgenommen. Von uns durchgeführte Modellrechnungen zeigen, dass die Stromerzeugungskosten und damit die Wirtschaftlichkeit der WKK-Anlagen sehr sensibel auf die Höhe des Anschlussgrades reagiert. Geht man von einem durchschnittlichen Anschlussgrad von 60 % aus (anstelle der 80 % in der EGES-Studie), erhöhen sich die Stromerzeugungskosten der WKK-Anlagen je nach der Bedeutung der Kapitalkosten um 20 % bis 40 %. Bei den BHKW steigen die Erzeugungskosten stärker als z.B. bei Gasturbinen, da letztere einen niedrigeren Kapitalkostenanteil als die BHKW's aufweisen.

(9) Neben dem Anschlussgrad ist die **Entwicklung der Energiepreise** für die Wirtschaftlichkeit der WKK-Anlagen von Bedeutung. Dabei ist wichtig, zwischen den Brennstoff- und den Strompreisen zu differenzieren. Die Brennstoffpreise spielen eine ambivalente Rolle, einerseits sind sie Kostenfaktor beim Brennstoffeinsatz, andererseits Erlösponente beim Wärmeverkauf bzw. bei der Wärmegutschrift. Welche der beiden Komponenten überwiegt, hängt von den jeweiligen Ausgangsniveaus und von den Veränderungen der Preise bzw. der Wärmegutschriften ab. Simulationsrechnungen zeigen, dass die Stromerzeugungskosten für den Fall steigender Brennstoffpreise auch bei paralleler Entwicklung des anlegbaren Wärme-preises zunehmen, jedoch weniger stark als die Brennstoffpreise. Am geringsten ist der Anstieg bei den internen BHKW's, zum einen wegen des höheren Anteils der Kapitalkosten, zum anderen wegen der höheren Wärmegutschrift (keine Verteilkosten)¹¹⁾.

Beim Vergleich der Preisannahmen in den EGES-Studien mit denen in der aktuellen Perspektivstudie ist eine Verschlechterung der Ausgangsbedingungen festzustellen. So verschieben sich in der EGES-Annahme die Preisrelationen zugunsten der Wärmegutschrift, d.h. die HEL-Preise, der den anlegbaren Preis für die Wärmegutschrift darstellen, stiegen deutlich stärker als die Erdgaspreise, die in der Regel die Brennstoffkosten bestimmen. Demgegenüber verändern sich in dieser Studie die Heizöl- und Erdgaspreise langfristig weitgehend parallel. Hinzu kommt, dass die durchschnittlichen Strompreise im Vergleich zu den Brennstoffpreisen langsamer steigen, so dass sich auch von daher keine Verbesserung der Wettbewerbsposition der WKK-Anlagen ergibt.

11) In unseren Berechnungen wurden die Verteilkosten der Wärmegutschrift angelastet, d.h. höhere Verteilkosten führen zu einer Minderung der Wärmegutschrift (netto).

Wie stark sich die beiden Wettbewerbsparameter Anschlussgrad und Energiepreise auf die WKK-Potentiale im Vergleich zu den EGES-Berechnungen auswirken, lässt sich nur näherungsweise quantifizieren. Wir haben unterstellt, dass sich die WKK-Potentiale durch diese Einflussfaktoren im Siedlungs- und Industriebereich um 15 % bis 20 % vermindern. Hierbei wurde auch berücksichtigt, dass die Abschneidegrenzen für die Stromerzeugungskosten der WKK-Prozesse niedriger angesetzt sind als in den EGES-Vorgaben. Als Basis der Potentialermittlung werden für die industriellen WKK bei 14 Rp./kWh und für die Siedlungs-WKK bei 17 Rp./kWh festgelegt.

(10) Um die für die Rechnung der Strombedarfslücke in Variante 2 effektiv zusätzlich zur Verfügung stehenden WKK-Potentiale zu erhalten, sind die auch ohne WKK-Strategien bereits im Szenario I realisierten WKK-Prozesse abzusetzen. Diese liegen bei folgenden Werten (in TWh):

	2005	2025
Siedlungs-WKK	1.2	1.5
Industrie-WKK	0,6	0,7

Tabelle 4-6: Zusätzliche Elektrizitätserzeugungspotentiale auf Basis WKK, in TWh (Szenario I, Variante 2)

	2010	2015	2020	2025	2030
WKK insgesamt					
Hydrologisches Jahr	8.4	8.8	8.6	8.5	8.1
Winter	5.5	5.6	5.5	5.4	5.2
Sommer	2.9	3.1	3.1	3.0	3.0
davon: Siedlung-BHKW					
Hydrologisches Jahr	2.9	2.8	2.7	2.6	2.3
Winter	2.2	2.1	2.0	1.9	1.7
Sommer	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6
davon: Siedlungs-HKW					
Hydrologisches Jahr	1.4	1.4	1.3	1.3	1.1
Winter	1.1	1.0	1.0	0.9	0.8
Sommer	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3
davon: Industrie-WKK					
Hydrologisches Jahr	4.1	4.6	4.6	4.6	4.7
Winter	2.3	2.6	2.6	2.6	2.6
Sommer	1.9	2.1	2.1	2.1	2.1

Fasst man alle Einflussgrößen der WKK-Potentiale zusammen, ergeben sich die in der Tabelle 4-6 ausgewiesenen zusätzlichen Stromerzeugungspotentiale auf WKK-Basis, jeweils getrennt nach Industrie- und Siedlungs-WKK.¹²⁾ Insgesamt liegen die **Zusatzpotentiale** im relevanten Zeitraum ab 2010 zwischen 8 und 9 TWh. Das heisst, je nach Höhe der in den einzelnen Jahren vorhandenen Bedarfsrücken und je nach den effektiven Ausbauplanungen können 40 bis 70 % durch WKK-Strom gedeckt werden.

Abbildung 4-3 schlüsselt für Szenario I/Variante 2, welches das grösste Ausbaupotential aufweist, das zusätzliche wirtschaftliche Potential gegenüber 1995 für die Jahre 2000 bis 2030 den Massnahmen "Um- bzw. Ausbau" und "Neubau" zu. Die Potentiale im Jahr 2030 nehmen in den Szenarien gegenüber dem Jahr 2025 wieder ab, da hier die Wärmepotentiale weitgehend ausgeschöpft sind und der Wärmebedarf rückläufig ist.

Abbildung 4-3: Zusätzliche Stromerzeugung aus WKK-Anlagen inkl. der Biomasse, KVA und ARA, in Szenario I/Variante 2 im Vergleich zu 1995

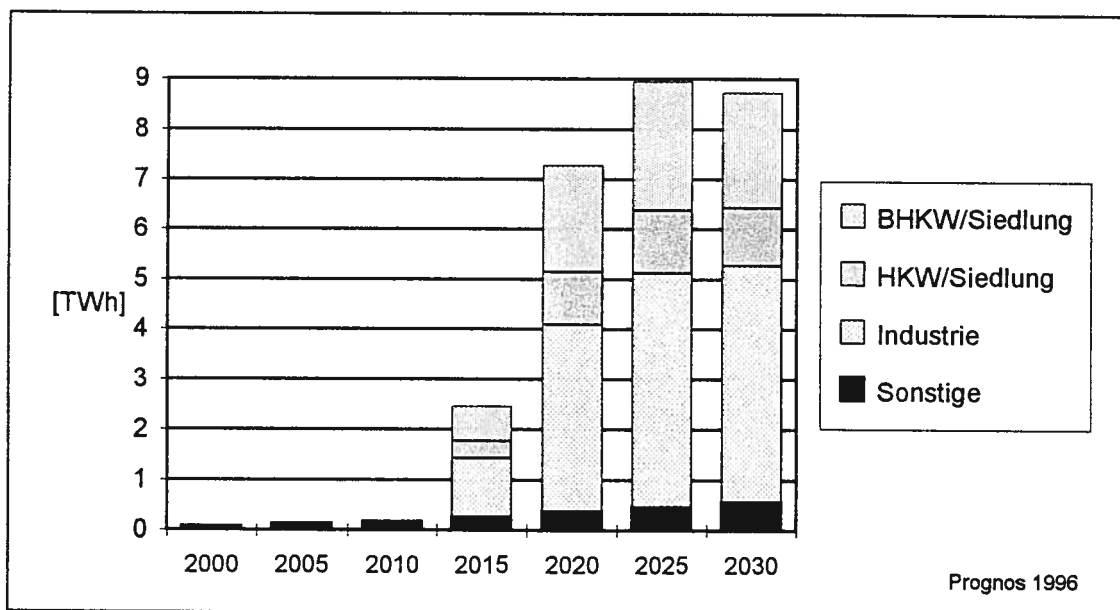


Tabelle 4-7 zeigt die Zusammenfassung der technisch realisierbaren und wirtschaftlichen zusätzlichen WKK-Potentiale jeweils gegen 1995 über alle Szenarien (Variante 2). In dieser Aufstellung sind alle WKK-Technologien, also auch Biomasse-WKK, die gekoppelte Verbrennung von Zivilisationsabfällen (KVA) etc. enthalten.

12) Die Werte für die Jahre 2010, 2020 und 2030 sind in Abhängigkeit von der Wärmebedarfsentwicklung interpolierte Werte.

**Tabelle 4-7: Ausbaupotential der WKK (einschliesslich Biomasse, KVA, ARA etc.)
nach Szenarien, jeweils im Vergleich zu 1995, in TWh (Winterhalbjahr)**

Szenario	1999/00	2004/05	2009/10	2014/15	2019/20	2024/25	2029/30
I	0,1	0,2	0,2	1,7	4,8	5,9	5,7
IIa	0,1	0,2	0,2	1,7	4,6	5,6	5,5
IIb	0,1	0,2	0,2	1,6	4,3	5,2	5,1
IIIa	0,1	0,2	0,5	2,1	4,5	5,2	5,0
IIIb	0,1	0,2	0,7	2,2	4,5	5,0	5,0
IIIc	0,1	0,2	0,9	2,4	4,4	4,6	4,5
IIId	0,1	0,2	0,7	2,2	4,6	5,3	5,3

(11) Die verbleibende Lücke im Stromangebot wird in Variante 2 annahmegemäss von modernen und hocheffizienten GuD-Anlagen auf Basis Erdgas gedeckt. Diese Anlagen weisen ein relativ günstiges CO₂-Emissionsverhalten und Wirkungsgrade bis zu 60 % auf. Bezogen auf das Winterhalbjahr ist der Zubau von Kondensationskraftwerken im Szenario I erst ab 2020 erforderlich, um die verbleibende Lücke zu decken. Für 2020 bedarf es eines zusätzlichen Stromangebots im Winterhalbjahr von 1.5 TWh auf GuD-Basis, für 2030 von 9.3 TWh, auf das Gesamtjahr bezogen liegen die Werte bei 1.9 TWh (2010) bzw. 12.4 TWh (2030).

4.2.4.3 Kostensätze

(1) Zur Berechnung der **Stromerzeugungskosten** aus WKK werden die Gesamtkosten der WKK abzüglich Wärmegutschrift (gemäss anlegbaren Wärmegestehungskosten) dem insgesamt erzeugten Strom gegenübergestellt und hieraus die spezifischen Stromgestehungskosten der WKK ermittelt. Die Wärmegutschrift umfasst die eingesparten Brennstoffkosten eines alternativen Heizkessels, Heizungs- oder Warmwassersystems. Bei Heizkraftwerken und externen BHKW's im Siedlungsbereich fallen Wärmetransport- und Wärmeverteilungskosten an, die der Wärmegutschrift angelastet werden müssen. Bei internen BHKW's entfällt die Wärmeverteilung, bei ihnen ist die Wärmegutschrift deshalb am höchsten. Die Wärmegutschrift ist somit zum Teil an den Brennstoffpreis (Heizöl leicht) gekoppelt. Mit in die Kostenrechnungen sind die investiven und laufenden Angaben für den Spitzenkessel aufzunehmen. Die für die vorliegende Arbeit zugrundegelegten Kostenannahmen sind in Tabelle 4-8 zusammengestellt. Die Kostenangaben sind Durchschnittswerte, im konkreten Fall sind mehr oder weniger grosse Abweichungen möglich. Entsprechend gross ist auch die Streuung der Stromerzeugungskosten auf Basis WKK von 8-20 Rp./kWh je nach den gegebenen Ausgangsbedingungen (vgl. dazu auch EBP/ECOPLAN, 1996).

Tabelle 4-8: Kostenannahmen für WKK (Geldwert 1995 jeweils bezogen auf die elektrische Leistung bzw. Arbeit, Brennstoffkosten gemäss Preisszenario, reale Eskalation p.a.)

Kostenträger	Kostenart	Kostensatz	Eskalationsrate
Siedlungs-BHKW	Investition	2660 Fr/kW	0,0 %
	Fixe Betriebs- und Unterhaltskosten	29 Fr/kW	1,0 %
	Variable Betriebs- und Unterhaltskosten	2,0 Rp/kW	1,0 %
	Stromwirkungsgrad: 34-37%		
	Vollbenutzungsstunden	3800 h	
	Winter	2850 h	
	Sommer	950 h	
Erdgas-GuD-Heizkraftwerk (HKW)	Investition	1450 Fr/kW	0,0%
	Fixe Betriebs- und Unterhaltskosten	44 Fr/kW	0,3%
	Variable Betriebs- und Unterhaltskosten	0,3 Rp/kWh	1,0%
	Stromwirkungsgrad: 41-47%		
	Vollbenutzungsstunden	4800 h	
	Winter	3600 h	
	Sommer	1200 h	
Industrie-GuD	Investition	1300 Fr/kW	0,0%
	Fixe Betriebs- und Unterhaltskosten	44 Fr/kW	0,3%
	Variable Betriebs- und Unterhaltskosten	0,3 Rp/kWh	1,0%
	Stromwirkungsgrad: 41-47%		
	Vollbenutzungsstunden	6000 h	
	Winter	3300 h	
	Sommer	2700 h	

4.2.5 Fossil-thermische Kondensationskraftwerke

(1) Die gegenwärtige Energiepolitik folgt der Leitlinie, die fossilen Brennstoffe, wenn überhaupt, zur Stromerzeugung nur in Zusammenhang mit Wärme-Kraft-Kopplung einzusetzen. Ob diese Linie beibehalten werden kann, hängt vor allem davon ab, inwiefern es möglich sein wird, im Inland neue Kernkraftwerke zu bauen oder im Ausland weiterhin Bezugsverträge zu günstigen Konditionen abzuschliessen. Der zugrundezulegende Selbstversorgungsgrad stellt dabei eine wichtige energiepolitische Richtungsentscheidung dar. In der Variante 2 wird diesem Aspekt Rechnung getragen, indem davon ausgegangen wird, dass nach 2000

kein Zubau von KKW im Inland mehr möglich sein wird und gleichzeitig auf dem internationalen Strommarkt keine zusätzlichen Bezugsrechte zu wirtschaftlich vertretbaren Konditionen beschafft werden können. In diesem Fall ist es nicht möglich, ohne fossil-thermische Kondensationskraftwerke die heimische Nachfrage decken zu können, da wie gezeigt die wirtschaftlich realisierbaren Wärmekraftkopplungspotentiale nicht ausreichen werden.

(2) **Wirtschaftlichkeit:** Die gegenwärtig wirtschaftlichsten Optionen sind moderne konventionelle Steinkohlekraftwerke¹³⁾ und Gas-/Dampfturbinenkraftwerke auf Erdgasbasis. Der Anlagenpreis ohne Zinsen während der Bauzeit weist auch hier eine grosse Bandbreite auf (OECD, 1993). Er liegt für **Kohlekraftwerke** zwischen 816 USD/kW in Finnland und 1932 USD/kW in Japan. Der Preis für die Schweiz dürfte ebenfalls eher am oberen Ende der Bandbreite, d.h. bei ca. 1950 USD/kW liegen. Motor-Columbus (BKW, 1994) geht jedoch von lediglich 1600 Fr/kW (Geldwert 1985) als direkte und indirekte Baukosten aus. Die festen Betriebskosten für Kohlekraftwerke liegen bei 58 Fr/kWa (OECD-Bandbreite 28.3-97,8 USD), während die variablen Kosten ohne Brennstoff (Kühlwasser, Hilfs- und Betriebsstoffe, Katalysator, Vorratshaltung, Abfallbeseitigung) mit ca. 0,67 Rp/kWh veranschlagt werden müssen. Bei der Aufteilung der laufenden Betriebskosten in feste und variable Kosten können jedoch unterschiedliche Definitionen angewandt werden.

Die Investitionsausgaben für moderne erdgasgefeuerte Kraftwerke liegen wegen der einfacheren Handhabung von Gas deutlich niedriger. Hierbei werden im allgemeinen hocheffiziente Gas-/Dampfturbinenkraftwerke mit Wirkungsgraden von 53% und höher zugrundegelegt. Die OECD-Bandbreite der Kraftwerkspreise liegt bei 523-1229 USD/kW, Motor-Columbus geht von lediglich 1080 Fr/kW bei monovalenten Kombikraftwerken bei einem relativ niedrigen Nettowirkungsgrad von 47% aus. Bei den festen Betriebskosten rechnet Motor-Columbus mit 36,7 Fr/kW (OECD-Bandbreite 16,5-44,8 USD/kW) und bei den variablen Betriebskosten mit rund 0,2 Rp/kWh. Wegen den verhältnismässig hohen variablen Kosten (hoher Brennstoffkostenanteil) werden diese Anlagen aller Voraussicht nach im Sommer nicht in der Grundlast gefahren, d.h. der Export im Sommer wird reduziert, da die Preise für Sommergrundlaststrom nicht immer die variablen Kosten decken werden. Dies hängt jedoch in hohem Masse von der jeweils gegebenen Marktsituation ab.

13) Aufgrund der Transportweiten für die Schweiz nur eingeschränkt gültig. Daneben fehlen ausreichende Umschlagkapazitäten im Falle einer Steinkohlestrategie.

Tabelle 4-9: Kostenannahmen für fossil-thermische Kraftwerke (Geldwert 1995, Brennstoffkosten Erdgas gemäss Preisszenario, reale Eskalation p.a.)

Kostenträger	Kostenart	Kostensatz	Eskalationsrate
Erdgas-GuD-Kraftwerk	Investition	1290 Fr/kW	0,0 %
	Fixe Betriebs- und Unterhaltskosten	36 Fr/kW	1,0 %
	Variable Betriebs- und Unterhaltskosten	0,3 Rp/kW	1,0 %
	Vollbenutzungsstunden	5250 h/a	

4.2.6 Zivilisationsabfälle

(1) In der Schweiz fallen jährlich rund 7 Mio. t Abfälle an. Zur thermischen Verwertung der nicht wiederverwertbaren Abfälle wird bislang das klassische Verbrennen in Kehrichtverbrennungsanlagen angewendet. Neuere Verfahren, denen gute Chancen attestiert werden, deren Fähigkeiten aber noch unter Beweis zu stellen sind, sind das Schmelzbrennverfahren und das Thermoselectverfahren (Thomé-Kozmiensky, 1994). Generell wird angestrebt, den Pfad der Reaktordeponien zu verlassen. Damit werden langfristig auch die Deponiegasanlagen ihren Betrieb einstellen. Über die weitere Entwicklung des energetischen Beitrages der Zivilisationsabfälle entscheidet vor allem die Wahl des thermischen Behandlungsverfahrens.

(2) 1992 wurden 3,7 Mio. t Abfall thermisch verwertet ("erfasste Menge"), was 483 kg/ Einwohner entspricht. Für das Jahr 2000 wird aufgrund einer Ausweitung der separat erfassten bzw. verwerteten Mengen ein Rückgang auf 3,4 Mio. t erwartet (BUWAL 1994: untere Prognose), obwohl die thermisch verwertete Abfallmenge pro Einwohner weiterhin um ca. 0,8% p.a. steigt¹⁴⁾. Durch die Zunahme des Kunststoffanteils und den Rückgang schlecht brennbarer Abfälle wie z.B. Glas nimmt der Heizwert des thermisch verwerteten Abfalls von ca. 3,2 auf 3,5 MWh/t, bzw. von 11,5 auf 12,6 MJ/t von 1992 bis zum Jahr 2000 zu und stabilisiert sich bei diesem Wert. Die 1995 bestehende Verbrennungskapazität von 2,6 Mio. t/Jahr deckt den Bedarf nicht.

14) Hierbei ist allerdings ein Rückgang der nicht erfassten, unkontrolliert abgelagerten bzw. verbrannten Abfälle berücksichtigt.

(3) Eine Ausdehnung der Stromerzeugung auf Basis Abfälle (KVA), sowie ARA und erneuerbaren Gasen orientiert sich an den Zielen von E2000. Nach den Erhebungen im Rahmen von "Energie 2000" beträgt die Stromerzeugung der KVA, ARA und Deponien (Deponiegas) in 1994 knapp 900 GWh. Bis 2000 wird ein Zuwachs von 100 GWh erwartet. Nach 2000 bleibt der Erzeugungszuwachs dieser Gruppe mit 100 GWh begrenzt und erreicht damit maximal ca. 1,2 TWh. Die KVA macht vom Zuwachs etwas mehr als die Hälfte aus. Zwei Aspekte spielen hier eine Rolle, zum einen die Verbesserung der Stromausbeute durch Nachrüstung bestehender Anlagen, zum anderen der wegen **regionaler Engpässe** erforderliche Zubaubedarf an Müllverbrennungskapazitäten, für die Zeit nach 2000 (BUWAL, 1994). Bei der Stromerzeugung aus ARA wird eine Erhöhung der Produktion zur Eigenbedarfsdeckung im Umfang von 25-30 % für möglich gehalten (BEW/BUWAL/BfK, 1995). Dies entspricht einem Zuwachs gegenüber 1993 von rd. 20 GWh. Der Stromausbeute aus Deponiegas sind mittel- bis langfristig Grenzen gesetzt, da das Aufkommen entsprechender Abfälle auf Deponien nicht mehr steigt. Zuwächse in Höhe von 40 GWh werden für sonstige Gase z.B. aus Grünabfällen (Grünvergärung) oder Kompostierung angenommen.

Die Daten zu den Kostenannahmen sind der folgenden Tabelle 4-10 zu entnehmen.

Tabelle 4-10: Kostenannahmen zur Stromerzeugung durch Zivilisationsabfälle
(Geldwert 1995, reale Eskalation p.a.)

Kostenträger	Kostenart	Kostensatz	Eskalationsrate
KVA, ARA, erneuerbare Gase	Investition	2000 Fr/kW	0,0 %
	Fixe Betriebs- und Unterhaltskosten	65 Fr/KW	1,0 %
	Variable Betriebs- und Unterhaltskosten	2,9 Rp/kWh	1,5 %
	Stromwirkungsgrad: 23-25 %		
	Vollbenutzungsstunden	6000 h	
	Winter	3300 h	
	Sommer	2700 h	

4.2.7 Regenerative Energiequellen

4.2.7.1 Photovoltaik

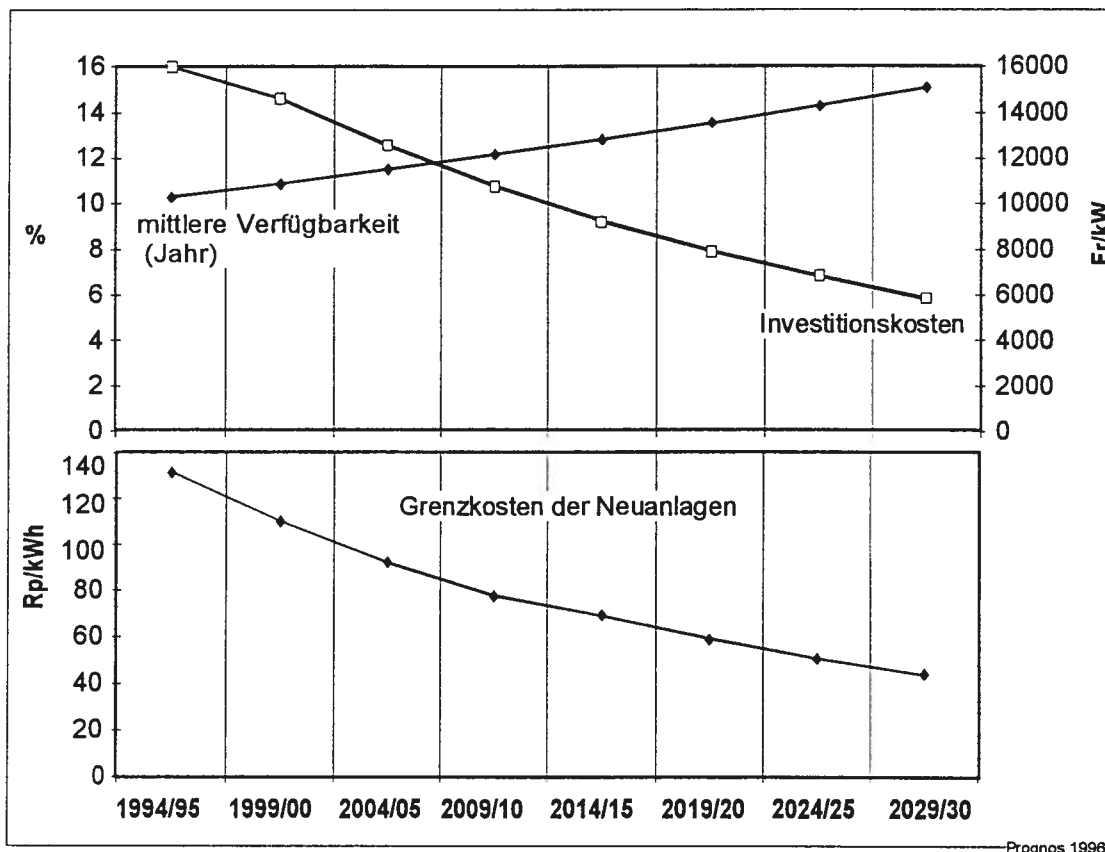
(1) **Potential:** Die jährliche Sonneneinstrahlung liegt zwischen 1100 und 1500 kWh/m²a (BKW-Gebiet; BKW, 1994). Der Winteranteil beträgt lediglich zwischen 20 und 30 %. Im schweizerischen Mittel liegt die Jahresproduktion bei 800 kWh/kW_p und erreicht an guten Standorten über 1000 kWh/kW_p. Aktuelle Studien im benachbarten Ausland gehen von Werten zwischen 720 und 910 kWh aus. Photovoltaikanlagen (PV) werden einerseits zentral auf stillgelegten Landwirtschaftsflächen oder dezentral auf geeigneten Dachflächen installiert. Das technische Potential bildet auf absehbare Zeit keine ernstzunehmende Grenze, da die entscheidende Begrenzung von der Wirtschaftlichkeit bestimmt wird (BEW, 1995). Die Demonstrations-PV-Anlage der BKW auf dem Mont Soleil im Jura leistet 500 kW_p und produziert 0,2-0,3 GWh/a.

(2) **Kosten:** Repräsentative mittlere Investitionsausgaben betragen 1995 ca. 16000 Fr/kW_p, hiervon entfallen nur 30-50 % auf die eigentlichen Solarzellen, der Rest auf Hilfsaggregate und die Montage. Bei den Solarzellen ist eine deutliche Kostendegression zu beobachten, welche mit steigendem Produktionsvolumen anhalten wird (siehe Abbildung 4-4). Es gibt in Europa heute nur noch eine serientechnische Fertigung von Solarzellen (BP Solar in Madrid). Die Weltproduktion beträgt ca. 50 MW_p/a.

Die Stromerzeugungskosten betragen gegenwärtig bis zu 1,5 Fr/kWh¹⁵⁾ und teilweise noch mehr. Auch an günstigen Standorten liegen die Kosten über 1 Fr/kWh. In der Zukunft kann unter günstigen Rahmenbedingungen mit deutlichen Kostensenkungen gerechnet werden, so dass im Jahre 2030 Kosten von 40 bis 60 Rp/kWh erwartet werden können. Dennoch wird eine signifikante Ausweitung der photovoltaischen Stromproduktion in der Schweiz auch mittelfristig nicht zu konkurrenzfähigen Preisen möglich sein. Die Entscheidung zur Nutzung von PV-Anlagen erfordert eine politische Vorgabe.

15) Ernst Basler & Partner/Ecoplan: Solarinitiative, Analyse der Auswirkungen, 1996

Abbildung 4-4: Entwicklung der wesentlichen Kenngrößen der Photovoltaik: mittlere jährliche Verfügbarkeit, Investitionskosten und resultierende Grenzkosten



Quelle: EBP/ECOPLAN, 1996

(3) **Entwicklung:** In den EGES-Studien wird das Potential je nach Szenario zwischen 400 und 600 GWh eingeschätzt. EWI ermittelte auf der Basis von Umfragen bei Gemeinden und Kantonen ein Potential von 3 TWh pro Jahr (37% im Winter), welches langfristig ausgeschöpft werden könnte. Die BKW geht in ihrem hohen Ausbauszenarium von 1,1 TWh bis 2025 aus. In unseren Berechnungen wird, ausgehend von den Status-Quo-Bedingungen der PV-Förderung, nur von einer geringen Ausschöpfung des Potentials ausgegangen, so dass in 2030 in der Referenzentwicklung (Szenario I) insgesamt 80 GWh Erzeugung auf Basis Photovoltaik angesetzt sind. Dieses Potential wird im Szenario IIIc um rd. 500 GWh ausgeweitet (siehe Abbildung 4-5).

Tabelle 4-11: Kostenannahmen für Photovoltaik (Geldwert 1995, reale Eskalation p.a.)

Kostenträger	Kostenart	Kostensatz	Eskalationsrate
Photovoltaik-Installation	Investition	16000 Fr/kW	-3,0 %
	Fixe Betriebs- und Unterhaltskosten	140 Fr/kW	1,0 %
	Mittlere Vollbenutzungsstunden:	750 (1995) h/a	
		1500 (2030) h/a	

4.2.7.2 Windkraft

(1) **Potential:** Die Bedingungen für eine wirtschaftliche Nutzung der **Windenergie** sind in einigen Regionen der Schweiz gegeben. Die Potentiale für die Jahreserzeugung an Strom aus Windkraft sind noch nicht genau bekannt, sie dürften aber bei Windgeschwindigkeiten über 4 m/s bei ca. 1,5 TWh liegen. In der Schweiz gilt das Jura als günstig und man rechnet hier bei mittleren Windgeschwindigkeiten von 6 m/s mit Stromerzeugungskosten zwischen 15 und 20 Rp/kWh (BKW, 1994). Das Windenergieangebot ist jedoch stark fluktuierend und erhöht damit im Falle der Ausschöpfung des Potentials den Regelungsbedarf im Netz, der durch den verstärkten Einsatz von Speicherkraftwerken ausgeglichen werden muss. Ein signifikanter Beitrag dieser Energiequelle ist aus energiewirtschaftlicher Sicht nicht zu erwarten.

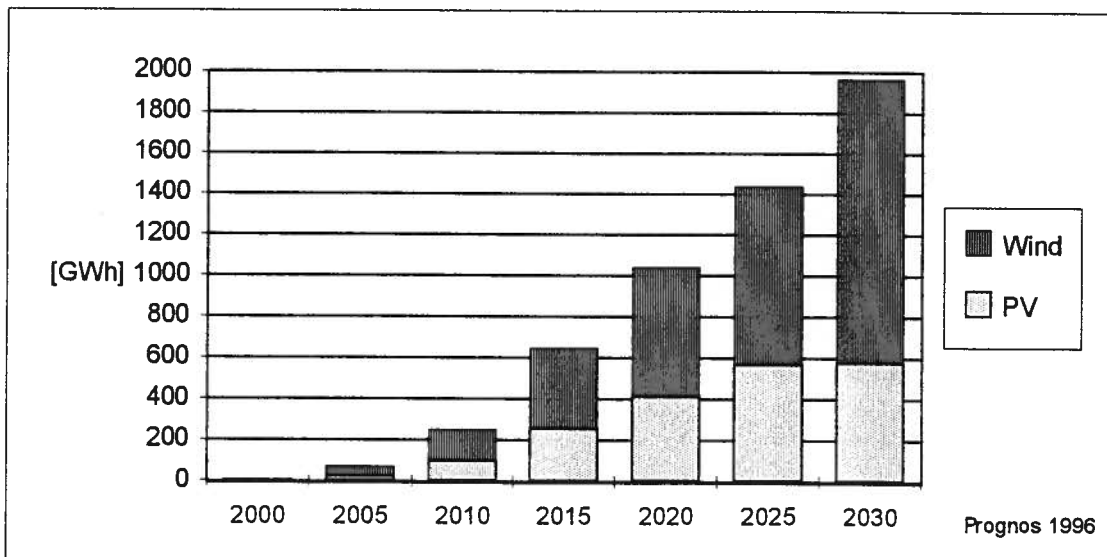
(2) **Entwicklung:** Die mittelfristig realisierbaren Potentiale für die Jahreserzeugung von Strom aus Windkraft werden auf 720 GWh geschätzt (Eicher, 1994a). Das Angebot steht überwiegend im Winterhalbjahr zur Verfügung. Von dem ursprünglich auf den Jurahöhen geplanten Windenergiepark mit einer Leistung von 40 bis 80 MW (80 bis 160 Windkraftanlagen mit je 500 kW Turbinenleistung) wird nach Messungen der Windverhältnisse vor Ort nur für einen Teil (25-30 MW) weiterverfolgt¹⁶⁾. Aufgrund dieser aktuellen Entwicklung haben wir die Annahmen zur Ausschöpfung des Potentials der Windenergie für den Referenzfall mit einem Zubau von 250 GWh insgesamt vorsichtig eingeschätzt. In den Szenarien IIIa und IIIc kann das Potential dann um weitere rd. 1150 GWh ausgeweitet werden (siehe Abbildung 4-5).

16) Für diese Anlage wird eine Jahresstromproduktion von 1,8 GWh erwartet (VSE, 1996)

Tabelle 4-12: Kostenannahmen für Windkraftanlagen (Geldwert 1995, reale Eskalation p.a.)

Kostenträger	Kostenart	Kostensatz	Eskalationsrate
Windkraftanlage	Investition	2000 Fr/kW	0,0 %
	Fixe Betriebs- und Unterhaltskosten	90 Fr/kW	1,0 %
	Mittlere Vollbenutzungsstunden:	1840 h/a	

Abbildung 4-5: Zusätzliche Stromerzeugung durch Photovoltaik (PV) und Windenergie (Szenario IIIc, jeweils gegenüber 1995)



4.2.7.3 Biomasse

(1) Für den Einsatz von Biomasse als Energieträger, insbesondere Holz und Energiepflanzen, besteht in der Schweiz ein durchaus beachtliches Potential, das von den einschlägigen Untersuchungen im Rahmen von EGES auf 50-60 PJ für Holz geschätzt wird. Für Energiepflanzen liegen keine Schätzungen vor. Mit Hilfe einer Vergleichsrechnung auf Basis von Analysen für Baden-Württemberg kann das Potential für Energiepflanzen auf 40 PJ geschätzt werden. Inwieweit dieses Energiepotential zur Verstromung verwendet wird, hängt wesentlich von der Entwicklung der Technik ab, vor allem davon, ob es gelingt, den Wirkungsgrad der Verstromung von Biomasse zu verbessern. Gegenwärtig liegen die elektrischen Wirkungsgrade für Holz und Energiepflanzen noch deutlich unter 20 %. Bei solchen niedrigen Wirkungsgraden ist es nicht allein aus Wirtschaftlichkeitsüberlegungen, sondern auch aus Gründen der Schonung der Ressourcen günstiger, Biomasse lediglich zur Wärme-

erzeugung einzusetzen, bei der die Wirkungsgrade dann auch wesentlich günstiger sind. Die Verstromung gewinnt erst an Bedeutung, wenn es gelingt, die Vergasungstechniken zu verbessern, um das gewonnene Gas dann in GuD-Technologien oder in fortentwickelten Brennstoffzellen einzusetzen. Dann können Stromwirkungsgrade von deutlich über 30 % erzielt werden.

(2) Für die Stromerzeugung in der Schweiz sind hauptsächlich kleine Holzverbrennungsanlagen möglichst in Wärme-Kraft-Kopplung von Interesse. Hierbei konkuriert die Stromerzeugung mit der dezentralen Nutzung in Heizanlagen. Die hohen Kosten der Waldbewirtschaftung führen zu entsprechend hohen Brennstoffkosten. Die Konsumentenpreise für Holz liegen pro Tonne um mehr als 60 % über dem des Heizöls, wobei Holz wegen des hohen Wassergehaltes nur einen Bruchteil des Heizwertes des Heizöls besitzt. Im Bereich der Holzverarbeitung kann eine Nutzung des Abfallholzes zur Wärmekraftkopplung ebenfalls bereits wirtschaftlich sein. Auch hier konkuriert die Stromerzeugung mit der reinen Wärmeerzeugung, wobei jedoch ein Übergang zur WKK beide Ziele ermöglichen würde. Daher haben die oben erwähnten neuen Techniken für die künftigen Einsatzchancen von Holz in der Stromerzeugung eine grosse Bedeutung. Wir gehen davon aus, dass diese Techniken mittelfristig zum Einsatz kommen. Das Potential für die Stromerzeugung auf Basis Biomasse ist szenarienabhängig und wird bis 2030 in Szenario I (Minimum) auf 150 GWh bzw. in Szenario IIIc (Maximum) auf 2,4 TWh veranschlagt wird.

(3) Das Biogaspotential wird in einem neueren Bericht des Bundesamtes für Konjunkturfragen auf insgesamt 1,6 TWh geschätzt. Die BKW geht von einem Zusatzpotential von 50% dieser Menge aus, da alternative Nutzungen das Potential reduzieren und ein bedeutender Teil bereits genutzt würden.

(4) Tabelle 4-13 zeigt die Kostenannahmen für die künftige Stromerzeugung mit Biomasse (Holz).

Tabelle 4-13: Kostenannahmen zur Stromerzeugung durch Biomasse
(Geldwert 1995, reale Eskalation p.a.)

Kostenträger	Kostenart	Kostensatz	Eskalationsrate
Biomasse	Investition	3500 Fr/kW	0,0 %
	Fixe Betriebs- und Unterhaltskosten	65 Fr/KW	1,0 %
	Variable Betriebs- und Unterhaltskosten	0,3 Rp/kWh	0,0 %
	Brennstoffkosten	7,0 Rp/kWh	1,5 %
	Stromwirkungsgrad: 20-40 %		
	Vollbenutzungsstunden	4700 h	
	Winter	3500 h	
	Sommer	1200 h	

4.2.7.4 Andere Erneuerbare Energiequellen

(1) **Geothermie:** Das Hot-Dry-Rock-Verfahren, das in der Schweiz in Frage kommt, steht noch am Anfang seiner technologischen Entwicklung. Im Elsass werden gegenwärtig Versuche durchgeführt, die die Möglichkeiten dieser Energiequelle erforschen sollen. Wann diese Technik zur Marktreife gelangt, kann heute nicht verlässlich vorhergesagt werden, da noch zahlreiche Probleme zu überwinden sind.

(2) Die Nutzung anderer erneuerbarer Energiequellen ist für die Schweiz auf schweizer Territorium nicht möglich.

4.3 Stromerzeugungskosten der betrachteten Optionen

4.3.1 Ausgangsdaten und Ergebnisse

(1) In diesem Abschnitt geht es um die zusammenfassende Darstellung der **Stromerzeugungskosten/Grenzkosten** der jeweiligen Kraftwerke. Die Grenzkosten stellen dabei die Erzeugungskosten eines Kraftwerks im jeweiligen Inbetriebnahmejahr dar und ergeben sich für ein bestimmtes Jahr aus der Summe der Brennstoffkosten, Betriebskosten und der zu dem entsprechenden Zeitpunkt auflaufenden Kapitalkosten, jeweils gerechnet pro kWh. Die Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke eines Typs können zu den **durchschnittlichen** Erzeugungskosten des gesamten Kraftwerksparks eines Typs und für jedes Jahr innerhalb des Prognosezeitraums ermittelt werden (vgl. dazu Kapitel 5).

(2) In den Tabellen 4-14 und 4-15 werden zunächst noch einmal die Grundannahmen zusammengestellt, die in die Berechnungen eingehen. Dabei geht es in Tabelle 4-14 zum einen um die Annahme zur Entwicklung der Energieträgerpreise und allgemeiner Grundannahmen wie Preisdeflatoren und Zinssätze, zum anderen um die kraftwerksspezifischen Daten.

Für die Entwicklung der Energiepreise wurden die im Synthesebericht (Prognos, 1996) zu den Energieperspektiven (konstante Preise von 1995, Grosshandelspreise) angegebenen Werte verwendet.

Tabelle 4-14: Entwicklung der Brennstoffpreise

Entwicklung der Brennstoffpreise (real, Basis 1995)									
Brennstoff	Einheit	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Heizöl S	Fr/t	183	191	203	212	229	253	280	323
Heizöl EL	Fr/t	326	329	338	353	382	421	467	538
Steinkohle	Fr/t	71	73	75	76	82	88	95	102
Erdgas	Rp/kWh	3,7	3,7	3,8	3,9	4,2	4,5	4,9	5,5

Fortsetzung Tabelle 4-14:

Brennstoffpreise (nominal) in Rp/kWh									
		1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Heizöl S		1,6	1,9	2,3	2,8	3,6	4,6	5,9	7,8
Heizöl EL		2,8	3,3	3,9	4,8	6,0	7,7	9,9	13,2
Steinkohle		0,9	1,0	1,2	1,5	1,8	2,3	2,8	3,5
Erdgas		3,7	4,3	5,1	6,1	7,5	9,5	11,9	15,6

Zur Bestimmung der nominellen Preisänderungsraten für Investitionen und Betriebs- und Unterhaltskosten wurden folgende Annahmen getroffen:

Baugewerbe:	2,7% p.a.
Maschinenbau/Elektrotechnik	2,5% p.a.
Privater Verbrauch	3,0% p.a.
Bruttoinlandsprodukt	2,9% p.a.
Produktivität	1,7% p.a.
Lohnentwicklung	4,6% p.a.

Für die Investitionsrechnungen wird ein Realzins von 2 % bzw. ein Nominalzins von 5 % in Abstimmung mit den anderen Studien für die Energieperspektiven verwendet. Als Preisdeflator wird eine Rate von 3 % p.a. zugrundegelegt. Für die reale Entwicklung der fixen Betriebskosten der Kraftwerke wird mit 1,0% p.a. ein Mischwert aus Lohnentwicklung und Inflationsrate unterstellt. Die produktionsabhängigen Kosten (i.w. Betriebsmittel) werden mit der realen Wachstumsrate eskaliert. Das Modell berechnet sämtliche **Kosten in realen Preisen von 1995** und inflationiert die Ergebnisse für die jeweiligen Jahre nachträglich.

(3) In der Tabelle 4-15 sind die kraftwerksspezifischen Annahmen zu den Investitionskosten, den fixen und variablen Betriebskosten und den Brennstoffkosten, wie sie in Kapitel 4 beschrieben werden, nochmals im Überblick zusammengefasst. Daneben sind die entsprechenden Eskalationsraten und die zugrundegelegten Ausnutzungsdauern der einzelnen Kraftwerksarten ausgewiesen.

Tabelle 4-15: Technische und ökonomische Ausgangsdaten zur Berechnung der Stromerzeugungskosten von Neuanlagen

Basis: 1995	Spez. Investitionskosten (Fr/kW)		Spez. Betriebskosten (Fr/kW / Rp/kWh)		Spez. Brennstoffkosten (Rp/kWh)		Ausnut- zungs- dauer (h)	Voll- kosten (Rp/kWh) 1995
	Ausgangswert 1995	Teuerung 3) in %	Ausgangswert 1995	Teuerung 3) in %	Ausgangswert 1995	Teuerung 4) in %		
Wasserkraft								
– Altbauanlagen	3260	0,0	72 / 0,9 1)	1,0 / 0,5			4600	10
– Laufkraftwerke (neu)	5200	0,5	72 / 0,9	1,0 / 0,5			2400	24
– Speicherkraftwerke (neu)	7830	0,5	72 / 0,9	1,0 / 0,5			2000	47
– Kleinkraftwerke	13050	0,5	108 / 0,9	1,0 / 0,5				
Kernkraft								
– Neubau	4660	0,5	168	1,0	1,6	0,0	7100	8
– Stilllegung	540	0,5						
Bezugsrechte	4100	0,5	150	1,5	3,0	0,0	6400	10
WKK								
– KVA, ARA, erneuerb. Gase	2000	0,0	65 / 2,9	1,0 / 1,5	0,0	0,0	6000	9
– BHKW ²⁾	2660	0,0	29 / 3,3	1,0 / 1,0	3,6	1,1	3800	12
– GuD-Siedlung ²⁾	1450	0,0	44 / 0,3	1,0 / 1,0	3,6	1,1	4800	10
– Industrie ²⁾	1300	0,0	44 / 0,3	1,0 / 1,0	3,0	1,1	6000	7
– Biomasse	3500	0,0	65 / 0,3	1,0 / 1,5	7,0	0,0	4700	21
Fossil-thermische Kraftwerke	1290	0,0	36 / 0,3	1,0/1,0	3,0	1,1	5250	8
Übrige erneuerbare Energien								
– Photovoltaik	16000	- 3,0	140 / 1,0	1,0/0,0	–	–	900	130
– Wind	2000	0,0	90	1,0	–	–	1840	12

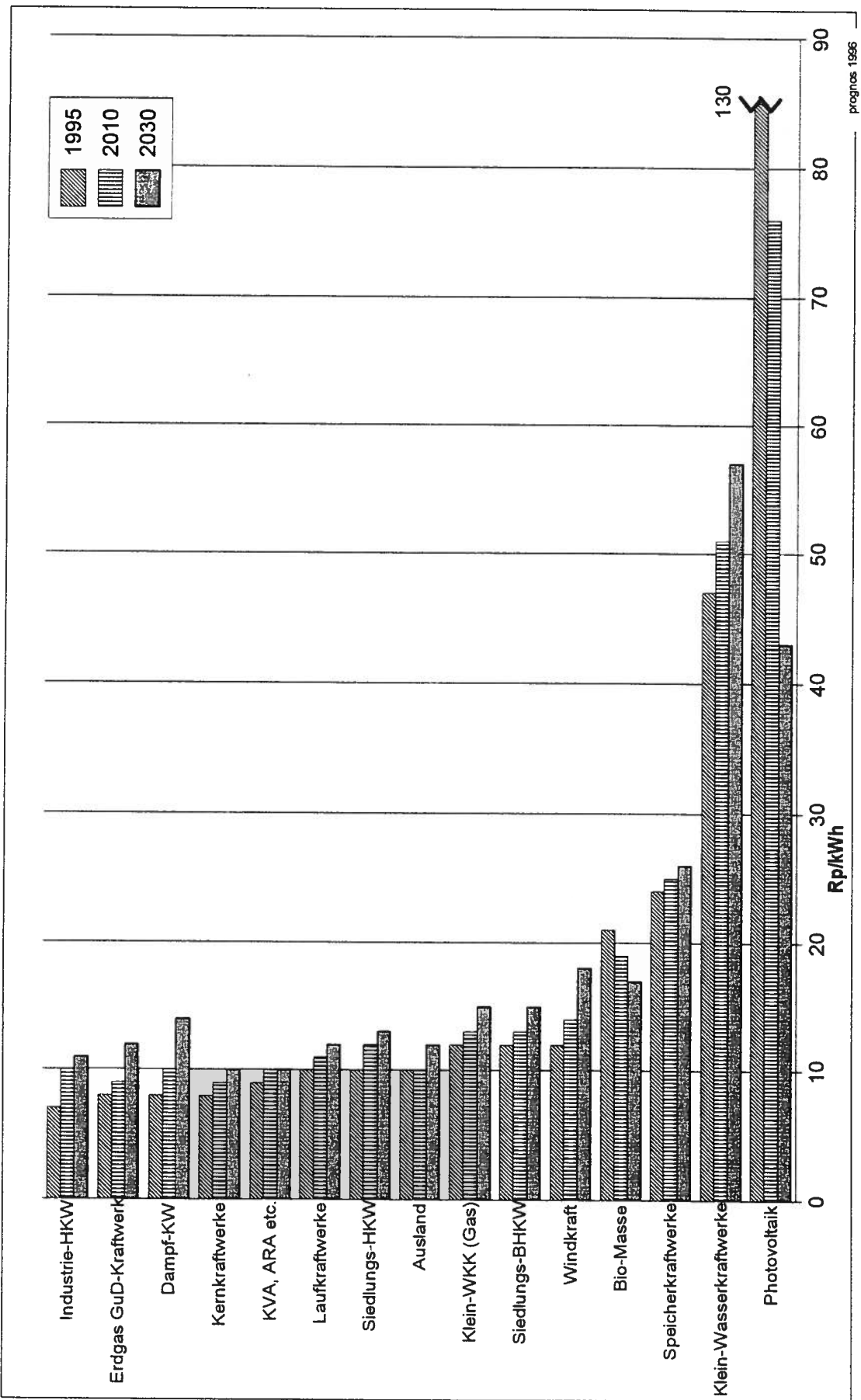
1) Wasserzins

2) Erdgas

3) Teuerung: Durchschnittliche prozentuale Veränderung 1995/2030

4) Spezifische Brennstoffkosten: Durchschnittswert.

Abbildung 4-6: Entwicklung der Grenzkosten der einzelnen Optionen (ohne externe Kosten)

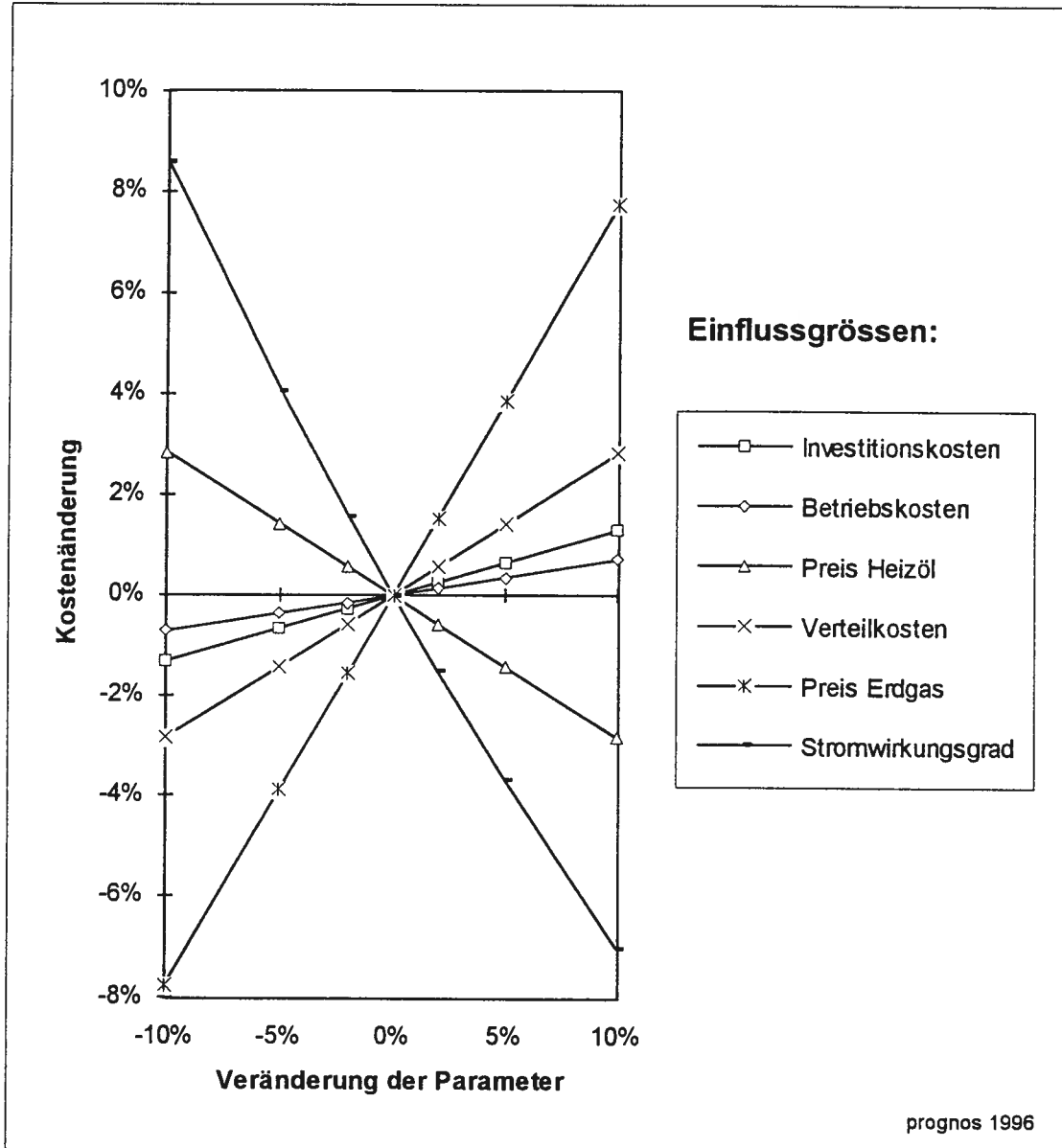


(4) In der Abbildung 4-6 sind die Grenzkosten in Realrechnung nach Kostenhöhe geordnet veranschaulicht. Die im zeitlichen Mittel günstigsten Erzeugungsoptionen (Laufkraftwerke, Kernkraftwerke, Auslandsbezug, industrielle WKK) liegen bei 9 bis 11 Rp/kWh auf fast gleicher Höhe. Die Speicherkraftwerke liegen im Vergleich hierzu bereits erheblich höher. Sie liefern jedoch wertvollen, zu jeder Zeit abrufbaren Spitzenlaststrom. Im Vergleich dazu liefern die WKK-Anlagen zur Deckung des Wärmebedarfs in Siedlungen (Erdgas-GuD-HKW und BHKW) ähnlich wie die übrigen Grundlastanlagen geringer wertige Bandenergie. Inwieweit es sinnvoll ist, mit diesen Anlagen Stromspitzenzeiten abzufahren, muss vorsichtig beurteilt werden. In einem Kraftwerkpark mit genügend kostengünstigen Spitzenlastanlagen (z.B. Speicherkraftwerke mit niedrigen variablen Kosten) dürfte eine Gesamtsystemoptimierung wohl eher zu dem Ergebnis kommen, dass dies nicht sinnvoll ist.

(5) Grosse Einflüsse auf die Grenzkosten der WKK-Anlagen haben die unterstellten Vollbenutzungsstunden und die Wärmegutschrift. Zwischen Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugungspotential besteht dabei ein gegenläufiger Zusammenhang. Je höher die Vollbenutzungsstunden bei wärmegeführten Anlagen, desto niedriger die installierte elektrische Leistung und damit die erzielte Stromerzeugung. Die geeignete Wahl der Vollbenutzungsstunden hängt von vielen Parametern ab, wie z.B. der leistungsabhängigen Anlagenpreisdegression, der Verwendung von Wärmespeichern, der geforderten Versorgungssicherheit, der Wärmenachfrageentwicklung etc. In der Tabelle 4-15 sind die WKK-bezogenen Vollbenutzungsstunden ausgewiesen. Abbildung 4-7 gibt einen Überblick über den Einfluss der dominanten Kostenkomponenten auf die Grenzkosten für ein Erdgas-GuD-Heizkraftwerk im Jahr 2015 (partielle Ableitung derweil die anderen Variablen konstant gehalten werden). Der Stromwirkungsgrad der Anlage und die zusätzlichen Kosten bzw. Gutschrift für die Verteilung bzw. Nutzung der Wärme ("Verteil-Malus/Bonus") weisen den stärksten Einfluss auf die Grenzkosten auf. Insgesamt ist die Änderung der Grenzkosten bei Variation der untersuchten Variablen jedoch unterproportional.

(6) Die Photovoltaik erreicht im Betrachtungszeitraum die Wirtschaftlichkeitszone mit Ausnahme netzferner Verbraucher (z.B. Hochgebirge) nicht, wobei in den angegebenen Kosten noch keine Speicherkosten enthalten sind. Im Jahre 2005 liegt sie mit 90 Rp/kWh noch deutlich oberhalb des abgebildeten Wertebereiches. Windkraft ist mit 13 Rp/kWh bereits heute nahe am Bereich der Wirtschaftlichkeit, diese wettbewerbsfähigen Standorte sind allerdings sehr limitiert. Bei Biomasse sind die Kosten der Brennstoffbereitstellung entscheidend für die Gestehungskosten, wobei diese wesentlich von den örtlichen Gegebenheiten abhängig sind.

Abbildung 4-7: Veränderung der Grenzkosten der Stromproduktion in Abhängigkeit von Veränderungen wichtiger Einflussgrößen (Sensitivitätsanalysen) (Erdgas-GuD-Heizkraftwerk) 2015



4.3.2 Die Problematik der externen Kosten

(1) Die vorgestellten Berechnungen zu den Stromerzeugungskosten der verschiedenen Kraftwerkskategorien erfassen nur die "klassischen" betriebswirtschaftlichen Kostenkomponenten wie Kapitalkosten, laufende Betriebskosten, Brennstoffkosten, etc. In der energiepolitischen Diskussion wird inzwischen anerkannt, dass diese Berechnungen stets nur einen Teil der tatsächlich anstehenden volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Energieerzeugung und -nutzung darstellen, weil sie die sogenannten **externen Kosten**, z.B. der Stromerzeugung, vernachlässigen.

Prognos hat in den vergangenen vier Jahren in Deutschland und in der Schweiz (in Kooperation mit Infracore) mehrere, z.T. grundlegende Untersuchungen zu den externen Kosten der Energieversorgung erarbeitet und publiziert (Prognos, 1992, 1994; 1994a). Die Untersuchungen zeigen unmissverständlich die Bedeutung der externen Kosten für eine **umfassende** Bewertung aller betriebs- und volkswirtschaftlichen Dimensionen bei der Nutzung der verschiedenen Energieerzeugungs- und -nutzungstechnologien auf:

- Bei der Verbrennung fossiler Energien, sei es in Heizanlagen, in Motoren oder in Kraftwerken entstehen erhebliche Emissionen, die zu Materialschäden (z.B. an Gebäuden), zu Gesundheitsschäden und zu einer ständigen Gefährdung der natürlichen Lebensbedingungen führen.
- Besonders ausgeprägt ist die Gefahr einer nicht mehr reversiblen Klimaveränderung durch Kohlendioxyd, Methan und anderen klimarelevanten Emissionen.
- Die CO₂-freien Stromerzeugungstechnologien aus Kernenergie und Wasserkraft bergen das Risiko grosser Unfälle, bei denen zwar die Eintrittswahrscheinlichkeit solcher Unfälle sehr klein ist, das Ausmass der Schäden dafür aber unermesslich hoch sein würde. Bei der Nutzung der Wasserkraft müssen erhebliche Eingriffe in den Naturhaushalt in Kauf genommen werden.

Alle diese Vorgänge sind mit Kosten verbunden, die in keiner betriebswirtschaftlichen Rechnung auftauchen, dennoch aber von der Allgemeinheit bzw. der Volkswirtschaft insgesamt getragen werden müssen.

Das Problem einer geeigneten "Internalisierung" dieser externen Kosten in ein umfassendes quantitatives Bewertungssystem ist allerdings noch nicht gelöst.

(2) Die **Identifizierung**, also die qualitative Beschreibung möglicher externer Effekte ist in allen untersuchten Bereichen möglich. Viele Effekte können wahrgenommen werden und es

besteht die Möglichkeit, Kausalbeziehungen prinzipiell zu klären. Obwohl in einigen Feldern, z.B. im Gesundheitsbereich oder bei der Gefährdung der Artenvielfalt erst ein Teil der Effekte vollständig beschrieben werden kann, ist gesichert, dass schon heute Beschädigungen erheblichen Ausmasses eintreten und die Schäden in Zukunft ansteigen werden. Letzteres gilt insbesondere für die drohende globale Katastrophe einer umfassenden Klimaschädigung.

(3) Mit den heute verfügbaren **Quantifizierungsmöglichkeiten** lassen sich die zum Teil erheblichen konzeptionellen oder empirischen Probleme der technisch/physikalischen Messung qualitativ identifizierter externer Effekte in vielen Fällen lösen. Bei Materialschäden oder Gesundheitsschäden gibt es zumindest prinzipiell die Möglichkeit, z.B. durch Dosis-Wirkungs-Analysen und/oder durch epidemiologische Untersuchungen quantitative Bezüge zwischen bestimmten Verursachern und Schadenswirkungen herzustellen. Dass dies bisher nicht in ausreichendem Masse geschah, ist ein finanziell/organisatorisches, aber kein prinzipielles Prinzip.

In anderen Bereichen sind Defizite aber noch unverkennbar: Die Beeinträchtigung der Tier- und Pflanzenwelt ist z.B. naturwissenschaftlich kaum zu messen. Die Dosis-Wirkungs-Werte einer radioaktiven Verstrahlung in Bezug auf tödliche Krebserkrankungen muss sich im empirischen Bereich auf die in ihren Ausprägungen nur begrenzt vergleichbaren Atombombenabwürfe in Hiroshima und Nagasaki und den nur kümmerlichen und scheinbarweise stattfindenden Informationsfluss aus der Tschernobyl-Katastrophe stützen. Auch die Folgen der drohenden Klimakatastrophe sind in ihrer möglichen quantitativen (und regionalen!) Ausprägung noch unklar. Allerdings zeigt hier bereits die Spitze des Eisbergs Schadensrisiken in erschreckendem Ausmass.

(4) In Bezug auf die **Monetarisierung** externer Effekte der Energieversorgung sind letztlich nur "einfache" Schadensfälle erfassbar. Hier sind konzeptionelle Probleme der Schadensbewertung zu lösen. Dies wird klar, wenn man sich fragen muss:

- wieviel ist ein menschliches Leben eigentlich in Franken wert oder
- wieviel kostet der Verlust einer seltenen Tierart,
- wie ist Trauer, Schmerz, Angst monetär zu bewerten,
- wie bewertet man in Franken das **Risiko** eines grossen Nuklearunfalls (also nicht den Schadenseintritt selbst, sondern die Gefahr des Schadenseintritts)?

Die in den erwähnten Studien ausgewiesenen monetären Angaben zu den externen Kosten können deshalb nur als Orientierungsgrössen dienen, die die Relevanz der Probleme beschreiben. Diese Klassifizierung gilt für alle Energieverbrauchssektoren, die Haushalte, die Unternehmen, den Verkehr und die Stromerzeugung.

Bei der Berechnung der Stromerzeugungskosten wird deshalb - ebenso wie bei den zuerst genannten Verbrauchsbereichen - von einer quantitativen, monetären Einbeziehung der externen Kosten abgesehen. Bei der Bewertung der rein betriebswirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit (oder Ineffizienz) einzelner Stromerzeugungstechnologien ist aber die Dimension "externe Kosten" stets im Auge zu behalten.

5. Ergebnisse der Kraftwerkspark-Rechnung

5.1 Zwei Varianten der Strombedarfsdeckung

(1) Für die vorliegende Untersuchung wurden **zwei unterschiedliche Varianten** erarbeitet, die grundsätzlich unterschiedliche Schwerpunkte in der zukünftigen Bedarfsdeckung setzen. **Variante 1 "Kernenergie und Bezug"** ist eine **"Status-quo"-Variante**, die die heutige Situation und Beschaffungspolitik fortschreibt. Im Gegensatz dazu wird in **Variante 2 "Wärmelektrische Kopplung und fossil-thermische Kraftwerke"** von der Stilllegung der Kernkraftwerke nach Ablauf der Nutzungsdauer ausgegangen, was grosse Änderungen in der Angebotsstruktur zur Folge hat. Die wesentlichen Annahmen zu den beiden Varianten werden im folgenden kurz skizziert.

Variante 1: Kernenergie und Bezug

Die wesentlichen Annahmen, die dieser Variante zugrunde liegen, sind:

- Die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr beträgt 50%, d.h. im Mittel der Jahre ergibt sich kein zusätzlicher Export in den Wintermonaten. Dies bedeutet, dass der mittlere Nettoimport den Bezugsrechten entspricht.
- Der Ersatz der Kernkraftwerke nach 40 Jahren Nutzungszeit erfolgt durch Neuanlagen.
- Bestehende Bezugsrechte, die auslaufen, werden durch neue Bezugsrechte ersetzt.
- Ein allfälliger Mehrbedarf wird durch Aufstockung der Bezugsrechte aus dem französischen Kernkraftpark gedeckt.
- Fossil-thermische Kraftwerke und Wärmelektrische Kopplungsanlagen spielen eine geringe Rolle.

Variante 2: Wärmelektrische Kopplung und fossil-thermische Kraftwerke

- Die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr beträgt ebenfalls 50%.
- Die Kernkraftwerke werden nach 40 Jahren stillgelegt, es erfolgt kein Neubau.

- Auslaufende Bezugsrechte werden nicht verlängert, Verträge über neue Bezugsrechte werden nicht abgeschlossen.
- Die Potentiale der Wärmekraftkopplung werden sukzessive ausgeschöpft.
- Verbleibende Deckungslücken werden durch zentrale fossil-thermische Kraftwerke (reine Kondensationskraftwerke) gedeckt.

(2) Die Förderung erneuerbarer Energien entspricht den jeweiligen herrschenden politischen Rahmenbedingungen. Diese werden hier durch die unterschiedlichen Szenarien abgebildet und weiter unten jeweils erläutert.

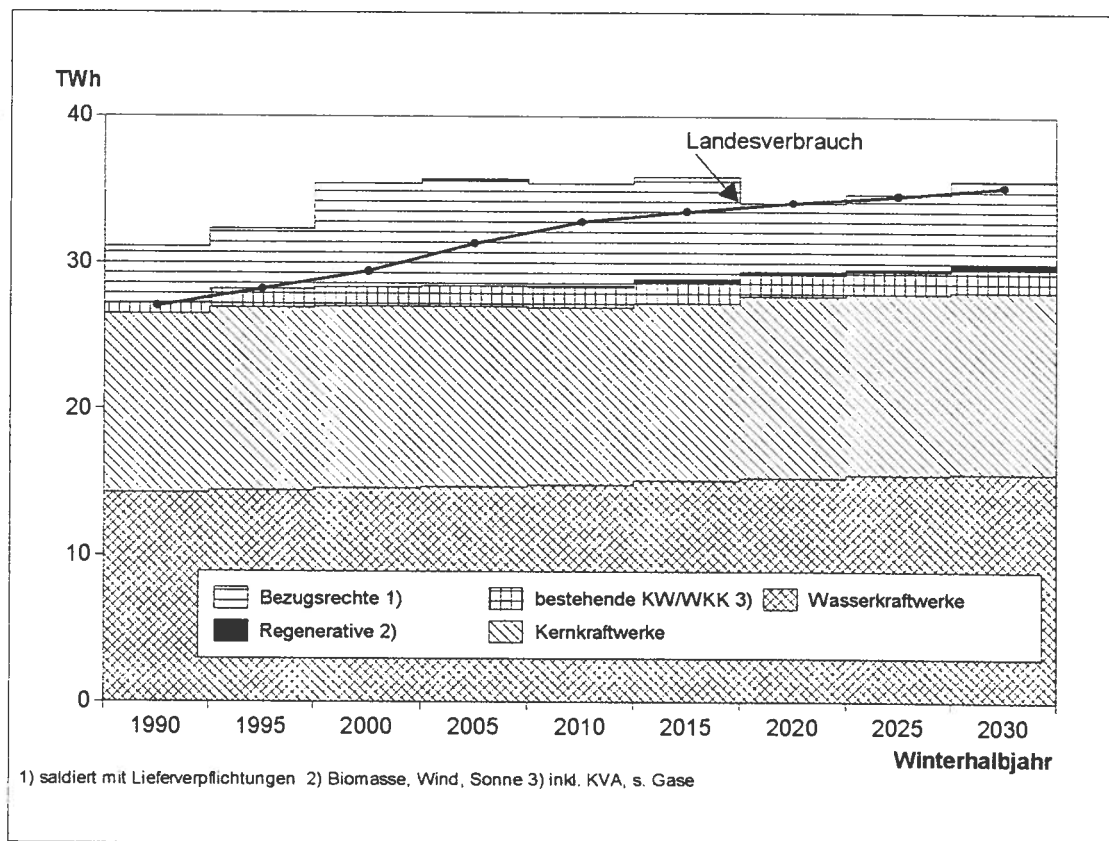
5.2 Rechnung für Szenario I

5.2.1 Ergebnisse für Variante 1

(1) Szenario I umfasst die heute bereits wirksamen bzw. beschlossenen Massnahmen. Es bildet die Referenzentwicklung für die Szenarien IIa und IIb. In Tabelle 5-1 ist die Bedarfsdeckungsstruktur der Variante 1 "Kernenergie und Bezug" differenziert nach der Struktur der inländischen Stromerzeugung und den Aussenhandelsverflechtungen jeweils für das **Winterhalbjahr** bis 2030 dokumentiert.

Die Struktur der Inlandserzeugung unterscheidet sich in Variante 1 annahmegemäss kaum von der heutigen Erzeugungsstruktur (Tabelle 5-2). Da angenommen wird, dass die **Kernkraftwerke** nach 40-jähriger Nutzungszeit durch Neuanlagen ersetzt werden, aber kein Nettozubau erfolgt, bleibt die Stromerzeugung aus Kernenergie im Winterhalbjahr weitgehend konstant.

**Abbildung 5-1: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Szenario I (Variante 1: Kernenergie und Bezug)**



Wie in Kapitel 4 dargestellt, kann die **Wasserkraft** noch geringfügig zusätzliche Potentiale erschliessen (Winterhalbjahr 1993: 14,2 TWh, 2030: 15,6 TWh). **Fossil befeuerte Kraftwerke**, sei es in gekoppelter oder ungekoppelter Erzeugung, werden in der Variante 1 nur in geringem Umfang zugebaut (z.B. Klein-WKK-Anlagen), so dass ihr Beitrag zur Strombedarfsdeckung in dieser Variante mit etwa 1,6 TWh bescheiden bleibt. Die **erneuerbaren Energien** kommen in einem "vorsichtigen Wachstumstrend" bis 2030 mit 0,6-0,7 TWh im Winter zum Einsatz.

(2) Insgesamt wird unter den Annahmen der Deckungsvariante 1 die inländische Erzeugung im Winterhalbjahr von 28,1 TWh in 1993 auf 29,9 TWh in 2030 gesteigert. Diesem Anstieg um 1,8 TWh steht nach den Perspektivrechnungen zum Stromverbrauch ein Zuwachs des Landesverbrauchs im Winter von 7,1 TWh gegenüber. Dieser Zusatzbedarf wird durch eine Erhöhung der Bezugsrechte aus dem Ausland (von 5,3 TWh in 1993 auf 6,8 TWh in 2030) und einen Abbau der "übrigen Exporte" von 3,6 TWh auf nahe Null gedeckt. Die Rückführung der übrigen Exporte auf nahe Null ist gleichbedeutend mit der Vorgabe einer 50%igen Versorgungssicherheit. Abbildung 5-1 verdeutlicht die dargestellten Annahmen.

Tabelle 5-1: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario I, Variante 1)

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraftwerke	14.2	14.6	14.8	15.3	15.6
Kernkraftwerke	12.8	12.4	12.1	12.4	12.4
Konv.-thermische KW	1.1	1.3	1.4	1.5	1.6
- bestehende KW/WKK 1)	1.1	1.3	1.4	1.5	1.6
- neue KW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3
Mittlere Nettoerzeugung	28.1	28.4	28.5	29.5	29.9
Importe:	5.3	8.8	8.7	6.4	6.8
- Bezugsrechte	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0	1.4	2.4
Exporte:	5.3	7.8	4.4	1.8	1.5
- Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.7	1.7	1.1
- Ubrige Exporte	3.6	6.1	2.7	0.1	0.4
Mittlerer Saldo	0.0	1.0	4.3	4.6	5.2
Mittlere Beschaffung	28.1	29.4	32.8	34.1	35.2
Landesverbrauch	28.1	29.4	32.8	34.1	35.2

1) inkl. KVA, ARA, Deponiegas

prognos 1996

Die Zugrundelegung einer 50 %igen Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr führt dazu, dass die mittlere Beschaffung und der mittlere Inlandsverbrauch ab 2015 (nahezu) überein-

stimmen. Bis zu diesem Zeitpunkt wird die Überproduktion abgeschmolzen sein und kein zusätzlicher Export aus laufenden Reserven stattfinden. Der mittlere Nettoimport entspricht somit den mit den Lieferverflechtungen saldierten Bezugsrechten. Da der durch Nachfragewachstum verursachte Zusatzbedarf im wesentlichen durch Bezüge aus dem Ausland abgedeckt wird, vermindert sich der Grad der Autarkie allmählich.

(3) In Tabelle 5-2 ist (für das hydrologische Jahr) die Struktur der inländischen Stromerzeugung in Bezug auf die Energieträger ausgewiesen. Die Wasserkraft kann in etwa ihre Bedeutung beibehalten, ihr Anteil an der Stromerzeugung schwankt leicht um 60 %. Die Kernenergie verliert geringfügige Erzeugungsanteile, ebenso die fossilen Energieträger, die in dieser Variante 1 keine Bedeutung besitzen.

Der Beitrag der "Erneuerbaren Energien" (ohne Wasserkraft, Abfälle zu 50 % als Erneuerbare bewertet) zur Strombedarfsdeckung nimmt zwar kontinuierlich zu, bleibt aber insgesamt noch relativ niedrig: Bis 2000 wird zunächst ein marginaler Beitrag auf 1 % erwartet. Danach ist die Wachstumsdynamik höher, so dass in 2030 immerhin ein Anteil von 1,8 % erreicht wird. Hierzu leisten die KVA Windenergie und der Einsatz von Biomasse, insbesondere von Holz, einen ähnlich hohen Beitrag, während die Photovoltaik unter den gemachten Bedingungen noch keinen signifikanten Erzeugungsanteil erzielen kann.

Tabelle 5-2: Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario I "Beschlossene Massnahmen", Variante 1, Hydrolog. Jahr, TWh

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraft	33.1	34.1	34.8	35.4	36.0
Kernenergie	21.9	22.6	22.1	22.6	22.6
Mineralöle	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erdgas	0.4	0.8	0.9	1.0	1.1
Abfälle, ARA ¹⁾	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1
Wind	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3
Holz	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2
Sonne	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
Summe	56.8	58.9	59.5	60.8	61.6

1) Inkl. Deponiegas, Biogas

prognos 1996

(4) Die Quantifizierung der Stromerzeugungskosten geht aus von den in Kapitel 4 dargestellten Komponenten der Kosten der einzelnen Kraftwerke. Hieraus werden die Grenzkosten zum Inbetriebnahmejahr bestimmt. Die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten des Kraftwerksparks eines bestimmten Typs bzw. Energieträgers hängt nun von seiner Altersstruktur ab. Die Altersstruktur, gemessen vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme bis zum jewei-

ligen Betrachtungsjahr dient hierbei als Gewichtungsstruktur für die typ- bzw. energieträgerspezifischen Erzeugungskosten.

(5) In nominalen Grössen gemessen, liegen die Kapitalkosten eines neu erbauten Kraftwerks in aller Regel über den Kapitalkosten eines alten Kraftwerks. Daraus ergibt sich, dass Kraftwerkstypen, die innerhalb des Betrachtungszeitraums im Vergleich zu anderen Kraftwerkstypen einen überproportionalen Neubauanteil aufweisen, ceteris paribus auch höhere Erzeugungskostensteigerungen haben. Solche Kostensteigerungen werden oft als **Zuwachskosten** bezeichnet. Hierbei können sich kostensteigernde Effekte durchaus kumulieren: Zum einen die erwähnten höheren Kapitalkosten neuer Kraftwerke, zum anderen der mögliche Ausfall alter, mit niedrigeren Kapitalkosten (oder gar mit Kapitalkosten von Null) produzierenden Kraftwerke. Daneben sind zusätzliche Einflüsse wie z.B. der Auslastungsgrad der Kraftwerke von grosser Bedeutung. Diese Zusammenhänge sind bei der vergleichenden Bewertung der Erzeugungskostenentwicklung der einzelnen Kraftwerksarten zu beobachten, ebenso bei der Gegenüberstellung der Kostenentwicklung der beiden Varianten.

Die **Durchschnittskosten des gesamten Kraftwerksparks** ergeben sich nun aus der Zusammenführung der Durchschnittskosten der einzelnen Kraftwerkstypen und werden somit wesentlich von der Struktur der Stromerzeugung bestimmt.

(6) In der Tabelle 5-3 sind die durchschnittlichen Erzeugungskosten für die einzelnen Kraftwerksarten und für den Kraftwerkspark insgesamt in konstanten Preisen ausgewiesen. Für 1993 wird ein Durchschnittswert von 6,2 Rp/kWh errechnet. Es zeigt sich, dass bis etwa 2010 die Erzeugungskosten sich nur wenig verändern. Der Kostenanstieg beträgt lediglich etwa 5 %. Gründe sind zum einen der geringe Zubaubedarf, zum anderen, in geringerem Masse, die nur schwach steigenden Preise der eingesetzten Energieträger. Die Entwicklung weist allerdings Schwankungen auf. Diese Schwankungen, stärker ausgeprägt z.B. bei den Kernkraftwerken, sind vor allem auf den oben beschriebenen Zusammenhang der Abfolge zwischen Stilllegung und Neubau zurückzuführen. Bei den Durchschnittskosten der Wasserkraftwerke ist demgegenüber ein laufender Anstieg festzustellen. Hierbei spielen die Steigerung der Konzessionsabgaben, die erhöhten Restwassermengen und die steigenden Investitionskosten eine Rolle.

Nach 2010 steigen die Erzeugungskosten dann deutlich stärker an. Zwischen 2010 und 2030 steigen sie real um 27 %, wobei der Anstieg kontinuierlich verläuft. Hauptgründe sind der zunehmende Zubaubedarf, insbesondere bei den Kernkraftwerken, mit entsprechend steigenden Zubaukosten und die deutlich anziehenden Energiepreise.

Die deutlich über dem Mittel liegenden Durchschnittskosten der konventionell-thermischen Stromerzeugung sind auf die geringe Auslastung dieser Kraftwerke (Reservecharakter)

zurückzuführen, wodurch die Kapitalkosten und die fixen Betriebskosten **spezifisch** stark ansteigen.

**Tabelle 5-3: Durchschnittskosten¹⁾ der Produktion bzw. Beschaffung /
Kernenergie und Bezug, Rp/kWh (real 1995) Szenario 1, Variante 1.**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraftwerke	6	6	7	8	9
Kernkraftwerke	6	6	5	6	9
Ausland	8	8	8	8	8
Konventionell-thermisch	20	18	19	22	25
Wärme-Kraft-Kopplung	12	11	11	11	10
davon KVA, ARA etc.	12	10	11	10	8
davon Klein-WKK	16	14	14	14	14
davon Bio-Masse	25	23	22	19	17
PV	131	122	93	69	52
Wind		12	13	14	16
Kraftwerkpark (real)	6.2	6.7	7.0	7.8	8.8

prognos 1996

1) Realer Zinssatz: 2 %

5.2.2 Ergebnisse für Variante 2

(1) Bei dieser Variante der Strombedarfsdeckung steht der Ausbau der Wärme-Kraft-Kopplung sowie fossil-thermischer Kraftwerke im Vordergrund. Im Unterschied zur Variante 1 werden die stillgelegten Kernkraftwerke und die auslaufenden Bezugsrechte nicht durch neue Kernkraftkapazitäten oder neue Bezugsrechtsvereinbarungen ersetzt. Stattdessen sollen die Potentiale der Wärme-Kraft-Kopplung sukzessive ausgeschöpft werden. Reicht der WKK-Einsatz nicht aus, sollen fossil-thermische Kraftwerke (beispielsweise GuD-Anlagen auf Erdgasbasis) die verbleibende Versorgungslücke schliessen. Es wird angenommen, dass die fossil-thermischen Kraftwerke mehrheitlich als reine Kondensationskraftwerke zum Zuge kommen. Dadurch verändert sich annahmegemäss die Struktur der schweizerischen Stromerzeugung langfristig sehr deutlich. In Tabelle 5-4 sind die Ergebnisse zur Veränderung der Strombeschaffung für das Winterhalbjahr zusammengefasst.

**Tabelle 5-4: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr
(Szenario I, Variante 2)**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraftwerke	14.2	14.6	14.8	15.3	15.6
Kernkraftwerke	12.8	12.4	12.1	7.8	0.0
Konv.-thermische KW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
- bestehende KW/WKK 1)	1.1	1.3	1.4	1.5	1.6
- neue KW	0.0	0.0	0.0	1.5	9.3
- neue WKK	0.0	0.0	0.0	4.4	5.2
Andere Energien	0.0	0.0	0.1	0.3	0.4
Mittlere Nettoerzeugung	28.1	28.4	28.5	30.8	32.1
Importe:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
- Bezugsrechte	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
- Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.7	1.7	1.1
- Ubrige Exporte	3.6	6.1	2.7	0.1	0.2
Mittlerer Saldo	0.0	1.0	4.3	3.3	3.1
Mittlere Beschaffung	28.1	29.4	32.8	34.1	35.2
Landesverbrauch	28.1	29.4	32.8	34.1	35.2

1) inkl. KVA, ARA, Deponiegas

prognos 1996

(2) Zunächst die Annahmen zur Entwicklung der Stromerzeugung bei den Kraftwerkstypen, die **nicht WKK-Anlagen** sind:

- Die Erzeugungsmöglichkeiten auf Basis **Wasserkraft** unterscheiden sich in dieser Variante nicht von den Annahmen in Variante 1, das bedeutet einen Zuwachs von insgesamt fast 3000 GWh gegenüber 1993 (knapp 10 %).
- Die **Kernkraftwerkskapazitäten** und die Stromerzeugung auf Basis Kernenergie gehen gemäss dem unterstellten Stilllegungsplan zurück: Bis 2020 reduziert sich ihre Stromerzeugung um mehr als 4 TWh, bis 2025 um weitere 4 TWh, nach 2025 wird kein Kernenergiestrom mehr produziert.
- Die Stromerzeugung der KVA, ARA und auf Basis Deponiegas bleiben gegenüber der Variante 1 unverändert.
- Für die **regenerativen Energieträger Biomasse, Wind und Photovoltaik** wird im Vergleich zur Variante 1 von höheren Stromerzeugungszuwächsen ausgegangen. In 2030 macht der Unterschied 240 GWh aus. Hintergrund ist die Erwartung, dass mit dem postulierten "Ausstieg" aus der Kernenergie von Seiten privater Investoren verstärkte Anstrengungen unternommen werden, auch ohne zusätzlich Fördermittel einen höheren Beitrag der regenerativen Energieträger zur Bedarfsdeckung zu erzielen, um damit die CO₂-Bilanz zu verbessern.

Legt man diese Annahmen zur Stromerzeugung zugrunde, so verbleibt im Winter eine Deckungslücke von rd. 5,9 TWh in 2020 und von 14,5 TWh in 2030.

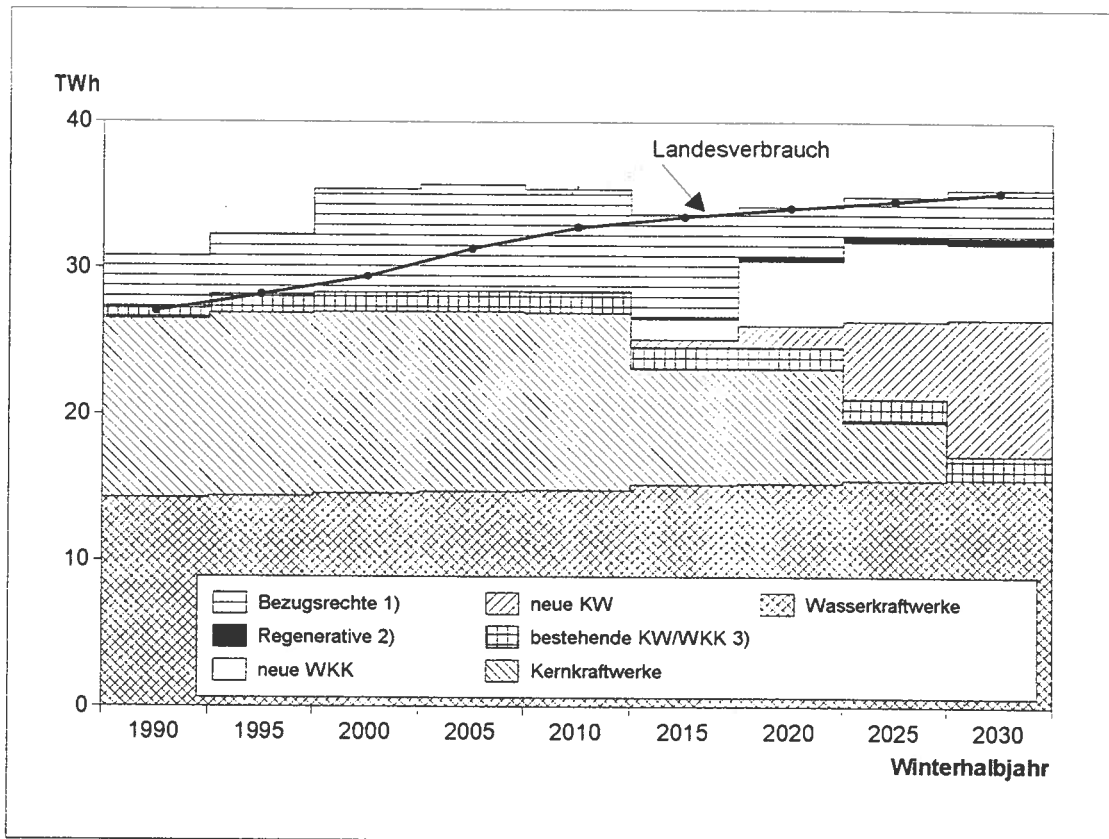
(3) Bis zum Jahr 2010 unterscheidet sich die **Struktur der Strombeschaffung** in dieser Variante nicht von der Struktur in Variante 1, auch die Höhe der Landeserzeugung ist identisch. Nach 2010/2015, wenn Bezugsrechte auslaufen und nicht ersetzt werden, muss zur Aufrechterhaltung der vorgegebenen Versorgungssicherheit von 50 % die inländische Erzeugung im **Winter** erhöht werden. In 2020 liegt somit die (mittlere) inländische Stromerzeugung in der Variante 2 um 1,3 TWh höher, in 2030 um 2,2 TWh höher als in Variante 1.

Zu diesen ausfallenden Bezugsrechten, die durch inländische Erzeugungsanlagen ausgeglichen werden müssen, kommt die Stilllegung der Kernkraftkapazitäten, die in 2020 gegenüber Variante 1 einen zusätzlichen **winterlichen** Angebotsbedarf von 4,6 TWh und in 2030 von 12,4 TWh mit sich bringt. Zusammen mit den verminderten Bezugsrechten sind somit in der Variante 2 für 2020 5,9 TWh und für 2030 14,5 TWh durch neue WKK-Anlagen bzw. durch fossil-thermische Kondensationskraftwerke zu ersetzen.

Aus der Tabelle 5-4 und Abbildung 5-2 geht hervor, dass bis 2020 die Kapazitätslücke überwiegend durch **WKK-Anlagen** (Wärme-WKK und industrielle WKK) gedeckt werden kann. Nach 2020 reichen die vorgegebenen WKK-Potentiale jedoch nicht aus, um die gesamte Lücke zu decken: Zusätzlich wird der **Zubau fossil-thermischer stromgeführter bzw. reiner Kondensationskraftwerke** in Höhe von 5,3 TWh in 2025 bzw. 9,3 TWh in 2030 erforderlich. In unserem Fall kommen moderne und hocheffiziente GuD-Anlagen auf Basis Erdgas zum Zuge. Diese Anlagen weisen ein relativ günstiges CO₂-Emissionsverhalten und Wirkungsgrade von inzwischen 55 bis 60 % auf. Auf die fossil-thermische Stromerzeugung inkl. WKK entfallen somit in 2030 rund die Hälfte der inländischen Stromerzeugung, davon wiederum 42 % auf die gekoppelte Erzeugung und 58 % auf Kondensationsanlagen.

(5) Aus den Tabellen in Anhang II, die auch die Gesamtjahresergebnisse dokumentieren, kann man ersehen, dass die schweizerische Position im Stromaussenhandel im Zeitablauf schwankt. In 2010 und 2015 verliert die Schweiz ihre Position als Nettoexporteur, gewinnt sie jedoch in 2020 und 2025 mit dem Ausbau der WKK und der fossil-thermischen Kraftwerke zurück, allerdings gegenüber heute in deutlich geringerem Umfang. Das liegt daran, dass der Exportüberschuss im Sommer absinkt: Die WKK-Anlagen und auch die fossil-thermischen Anlagen sind im Sommer nicht voll in Betrieb, da für WKK Anlagen nur ein geringer Wärmebedarf gegeben ist und bei den reinen Kondensationsanlagen die variablen Kosten bei dann höheren Gaspreisen möglicherweise nicht durch die erzielbaren Erlöse für den Sommerstrom abgedeckt werden können. Die zentralen Anlagen werden so wirtschaftlich im Sommer nur für die Spitzenlast und die obere Mittellast eingesetzt.

Abbildung 5-2: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Szenario I (Variante 2: WKK und fossil-thermische Kraftwerke)



(6) Ein Blick auf die Erzeugungsstruktur nach Energieträger in Tabelle 5-5 bestätigt die dargestellten Entwicklungsverläufe:

- Der Anteil der Wasserkraft bleibt relativ stabil.
- Der Erzeugungsanteil der Kernenergie geht annahmegemäss innerhalb des Betrachtungszeitraums auf Null zurück.
- Demgegenüber nimmt die Bedeutung von Erdgas kräftig zu, in 2020 entfallen 16 %, in 2030 sogar 36 % auf diesen Energieträger.
- Der Einsatz der Mineralölprodukte ändert sich gegenüber der Variante 1 nicht.
- Die Einsatzpotentiale der Erneuerbaren Energieträger steigen bis 2030 auf 2,3 %.

**Tabelle 5-5: Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern,
Szenario I "Beschlossene Massnahmen", Variante 2, Hydrolog. Jahr, TWh**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraft	33.1	34.1	34.8	35.4	36.0
Kernenergie	21.9	22.6	22.1	14.2	0.0
Mineralöle	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erdgas	0.4	0.8	0.9	9.8	21.6
Abfälle, ARA ¹⁾	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1
Wind	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3
Holz	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3
Sonne	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
Summe	56.8	58.9	59.5	61.4	59.8

1) Inkl. Deponiegas, Biogas

prognos 1996

**Tabelle 5-6: Durchschnittskosten der Beschaffung / Wärmekraftkopplung und
fossil-thermische Kraftwerke, Rp/kWh (real 1995)
Szenario I, Variante 2.**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraftwerke	6	6	7	8	9
Kernkraftwerke	6	6	5	4	
Ausland	8	8	8	8	8
Konventionell-thermisch	20	18	19	12	13
Wärme-Kraft-Kopplung	12	11	11	12	12
davon GuD Industrie	8	8	8	10	11
davon GuD Siedlung/HKW	-	-	-	12	13
davon BHKW Siedlung	-	-	-	14	16
davon KVA, ARA etc.	12	10	11	10	8
davon Klein-WKK	16	14	14	14	14
davon Bio-Masse	25	23	22	19	17
PV	131	122	93	68	52
Wind		12	13	14	16
Kraftwerkpark (real)	6.2	6.7	7.0	8.0	10.0

prognos 1996

(7) In der Tabelle 5-6 sind die durchschnittlichen **Stromerzeugungskosten** in der Variante 2 für die einzelnen Kraftwerksarten und für den gesamten Kraftwerkspark zusammengefasst. Die Werte sind wieder in konstanten Preisen (von 1995) dargestellt. Es sei zunächst darauf hingewiesen, dass diesen Werten dieselben kraftwerksspezifischen Grenzkosten (Stromerzeugungskosten im Inbetriebnahmejahr) zugrunde liegen wie in Variante 1. Allerdings kommen, wie beschrieben, die einzelnen Kraftwerke in unterschiedlichem Umfang zum Einsatz, d.h. es ändern sich die Zusammensetzung des Kraftwerksparks, die Verteilung der Neubauten und damit die Altersstruktur und auch die durchschnittlichen Ausnutzungsdauern (Vollbenutzungsstunden).

(8) Die Ergebnisse zeigen wiederum, dass erst nach 2010 die Erzeugungskosten im Durchschnitt stärker ansteigen. In der Zeitspanne 2010 bis 2030 errechnet sich eine durchschnittliche reale Zunahme von 1,9 % p.a. Ein Vergleich mit den Werten der Variante 1 zeigt bis 2010 keine Unterschiede. Nach 2020 steigen die Kosten in der Variante 2 dann stärker an. Der Unterschied gegenüber Variante 1 ist aber bis 2020 mit knapp 3 % nur gering, in 2030 übersteigen die Erzeugungskosten der Variante 2 diejenigen der Variante 1 dann um 13 %. Folgende Einflüsse spielen hierbei eine Rolle:

- Der Zubaubedarf liegt in Variante 2 aufgrund der geringeren Strombezüge aus dem Ausland höher als in Variante 1 (höhere Zuwachskosten). Die Bezugsrechte aus dem Ausland sind kostengünstiger als der Neubau für die heimische Erzeugung.
- Der Auslastungsgrad der fossil-thermischen Kraftwerke wie auch der WKK-Anlagen liegt niedriger als bei den Kernkraftwerken.
- Die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten der WKK-Anlagen liegen über denen konventioneller Anlagen, vor allem dann, wenn die Potentiale mehr ausgeschöpft werden.
- Die steigenden Erdgaspreise schlagen sich insbesondere nach 2020, wenn ihr Einsatz in der WKK und den fossil-thermischen Kraftwerke zunimmt, stärker kostenerhöhend in den durchschnittlichen Stromerzeugungskosten nieder.

5.3 Rechnung für Szenario IIa

5.3.1 Energiepolitik

(1) Das Szenario II "Beabsichtigte Massnahmen" ist in zwei einander nachgeordnete Teilszenarien IIa "Energiegesetz" und IIb "CO₂-Abgabe" geteilt worden. Gemäss Bundesratsbeschluss vom Mai 1995 wird eine CO₂-Abgabe dann eingeführt, wenn bestimmte CO₂-Ziele durch andere Massnahmen nicht erreicht werden.

(2) Die politischen Rahmenbesetzungen des Szenarios IIa "Beabsichtigte Massnahmen" (vgl. dazu den Entwurf zum Gesetzestext vom 1.6.1995) beeinflussen die **Angebotsseite** in indirekter und direkter Form,

indirekt über die Auswirkungen,

- auf die Höhe und Struktur der fossilen Endenergienachfrage,
- auf die Höhe des Strombedarfs und
- über den Wärmebedarf auf die WKK-Potentiale,

direkt über die politischen Massnahmen, die das Energieangebot unmittelbar betreffen. Zu nennen sind insbesondere

- eine, allerdings geringe Erhöhung der Fördermittel für die Abwärmenutzung, also für den Einsatz der WKK,
- eine ebenfalls geringe Erhöhung des Mitteleinsatzes zur Förderung der erneuerbaren Energieträger sowie
- die Bewilligungspflicht für den Umbau oder Neubau von Elektrizitätserzeugungsanlagen auf fossiler Basis (EnG) mit der Bedingung, die erzeugte Wärme so weit wie möglich zu nutzen,

(3) Der Strombedarf liegt im Szenario IIa um 1.5 % in 2010 und um 5.4 % in 2030 tiefer als im Szenario I.

5.3.2 Ergebnisse für die Varianten 1 und 2

(1) Die skizzierten Nachfrageänderungen und die politischen Massnahmen in Szenario IIa wirken sich auf die Elektrizitätsbilanzen unmittelbar aus: Unter der Annahme, dass die Sommer-Winter-Relationen sich gegenüber dem Szenario I nicht verändern, hat der reduzierte Stromverbrauch einen in etwa proportional niedrigeren mittleren Landesverbrauch im Winter zur Folge (vgl. Tabelle 5-7).

Tabelle 5-7: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario IIa, Variante 1)

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraftwerke	14.2	14.6	14.8	15.3	15.6
Kernkraftwerke	12.8	12.4	12.1	12.4	12.4
Konv.-thermische KW	1.1	1.4	1.5	1.6	1.7
- bestehende KW/WKK 1)	1.1	1.4	1.5	1.6	1.7
- neue KW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3
Mittlere Nettoerzeugung	28.1	28.4	28.6	29.5	30.0
Importe:	5.3	8.8	8.7	5.3	5.2
- Bezugsrechte	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0	0.2	0.8
Exporte:	5.3	7.8	4.9	1.8	1.9
- Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.7	1.7	1.1
- Ubrige Exporte	3.6	6.1	3.1	0.1	0.8
Mittlerer Saldo	0.0	1.0	3.9	3.4	3.3
Mittlere Beschaffung	28.1	29.4	32.4	33.0	33.3
Landesverbrauch	28.1	29.4	32.4	33.0	33.3

1) inkl. KVA, ARA, Deponiegas

prognos 1996

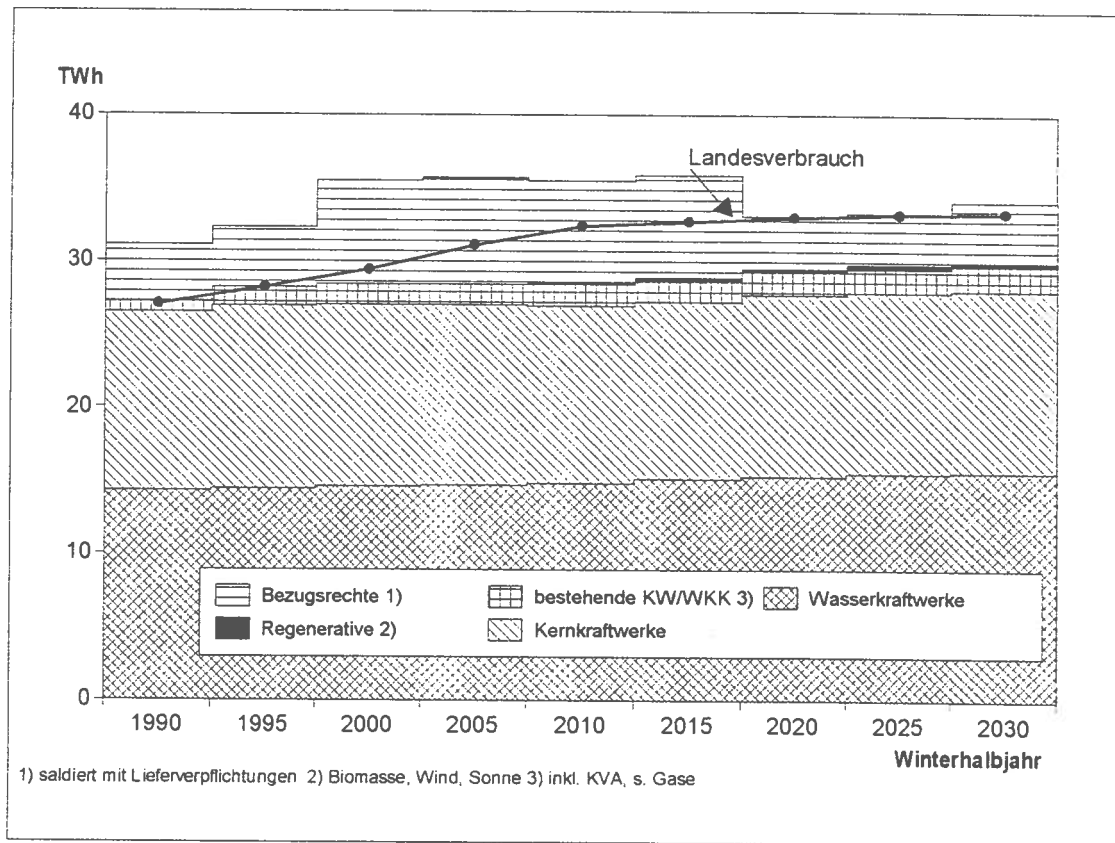
(2) In Variante 1 "Kernenergie und Bezug" sind die Änderungen in der Angebotsstruktur marginal:

- Die Erzeugung aus Wasserkraft und Kernenergie verändert sich gegenüber Szenario I nicht.
- Aufgrund des geringeren Strombedarfs bleibt die Aufstockung der Bezugsrechte nach 2020 bei 0,8 TWh und damit um 1,6 TWh geringer als in Szenario I.
- Bezüglich der erneuerbaren Energieträger reichen die zusätzlichen Fördermittel von 4 - 6 Mio Fr. nicht aus, um eine fühlbare Erhöhung der Erzeugung zu verzeichnen.

- Der geringe Zubau thermischer Kraftwerkskapazitäten in Szenario I wird für dieses Szenario IIa unverändert übernommen. Dies soll den Status-quo-Charakter der dort gemachten Annahmen unterstreichen und zeigen, dass für eine Ausweitung dieser Anlagen in einer Variante mit Kernenergie und Aufstockung der Bezugsrechte kein Spielraum besteht. Dies gilt auch für dieses Szenario. Andererseits sind vom Energiegesetz auch keine Begrenzungen herzuleiten, da die Zugänge dieser Kapazitäten durchweg als WKK-Anlagen konzipiert sind.

Vor dem Hintergrund dieser Annahmen sind die Auswirkungen auf die Erzeugungsstruktur gering und beschränken sich strukturell auf die Bezugsrechte sowie die Veränderungen der übrigen Exporte, die sozusagen die geplante und ungeplante Puffergrösse darstellen.

**Abbildung 5-3: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Szenario IIa (Variante 1: Kernenergie und Bezug)**



**Tabelle 5-8: Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIa
"Beabsichtigte Massnahmen", Variante 1, Hydrolog. Jahr, TWh**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraft	33.1	34.1	34.8	35.4	36.0
Kernenergie	21.9	22.6	22.1	22.6	22.6
Mineralöle	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erdgas	0.4	0.8	0.9	1.1	1.2
Abfälle, ARA ¹⁾	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1
Wind	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3
Holz	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2
Sonne	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
Summe	56.8	58.9	59.5	60.9	61.8

1) Inkl. Deponiegas, Biogas

prognos 1996

(3) In Variante 2 "Wärme-Kraftkopplung und fossil-thermische Kraftwerke" schlagen sich die strukturellen Wirkungen fast durchweg bei der inländischen Erzeugung nieder. Der Stromaussensaldo wird im Grundsatz nicht tangiert, da ja annahmegemäss die Bezugsrechte in dieser Variante keine Dispositionsgrösse ist. Der verminderte Stromverbrauch wirkt sich dagegen unmittelbar auf die Höhe und Geschwindigkeit des Zubaus von WKK-Kapazitäten und fossil-thermischen Kraftwerken aus (vergleiche Tabelle 5-9). Im einzelnen werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Elektrizitätserzeugungspotentiale auf Basis WKK liegen im Saldo etwas tiefer als in Szenario I. Zwei gegenläufige Effekte spielen hierbei eine Rolle: Auf der einen Seite werden sie von der Bedarfsseite her etwas gebremst, da im Zuge der Einsparungen im Wärmebereich in Szenario IIa die verfügbaren Wärmepotentiale etwas niedriger ausfallen. Auf der anderen Seite wird unterstellt, dass der Grad der Ausschöpfung der verfügbaren Wärmepotentiale aufgrund der, wenn auch begrenzten, zusätzlichen Fördermittel um 5 %-Punkte höher liegt als in Szenario I. Im Saldo liegt die Stromerzeugung auf WKK-Basis um bis zu 0.3 TWh niedriger.
- Im Unterschied zu Szenario I (Variante 2), bei dem bereits ab 2020 der Zugang fossil-thermischen GuD-Kondensationsblöcken erforderlich wird, werden sie in diesem Szenario IIa aufgrund des geringeren Stromverbrauchs in nennenswertem Umfang erst für 2025 bzw. 2030 benötigt. Ihre Produktion liegt nur 1,2 bzw. 1,7 TWh unter der des Szenario I.

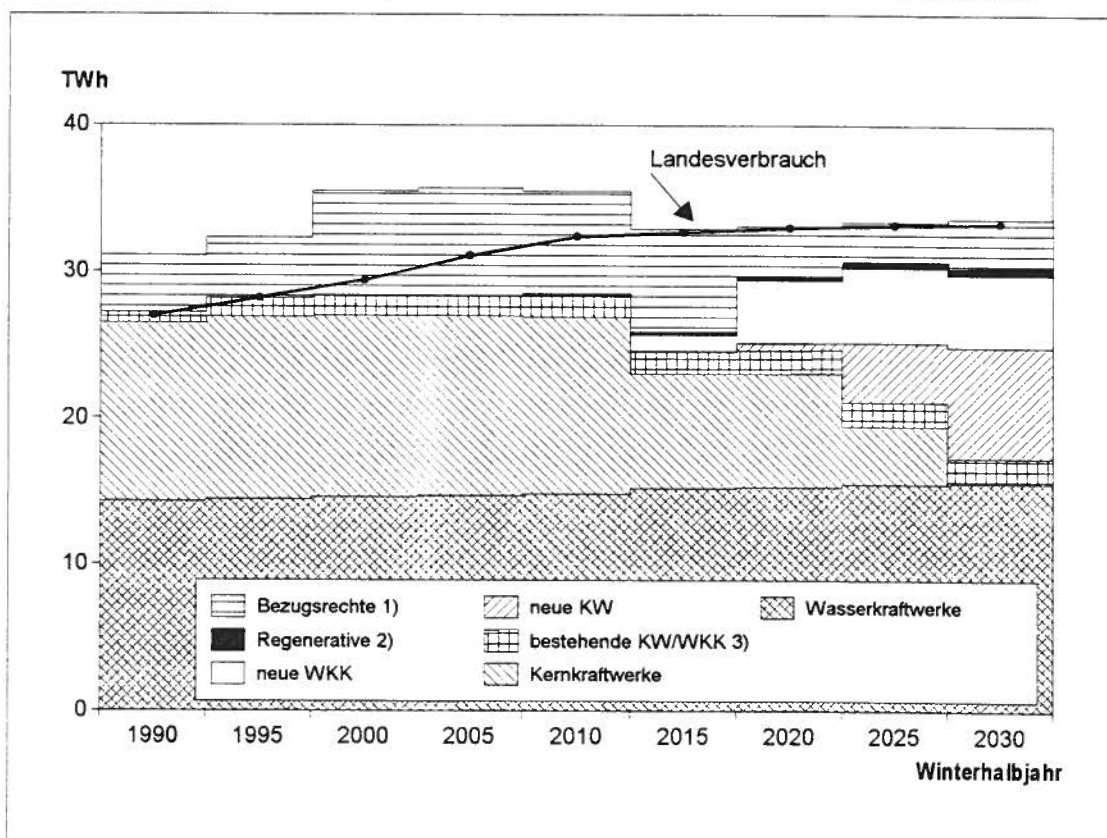
Tabelle 5-9: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario IIa, Variante 2)

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraftwerke	14.2	14.6	14.8	15.3	15.6
Kernkraftwerke	12.8	12.4	12.1	7.8	0.0
Konv.-thermische KW	1.1	1.4	1.5	6.3	14.1
- bestehende KW/WKK 1)	1.1	1.4	1.5	1.6	1.7
- neue KW	0.0	0.0	0.0	0.5	7.6
- neue WKK	0.0	0.0	0.0	4.2	4.9
Andere Energien	0.0	0.0	0.1	0.3	0.5
Mittlere Nettoerzeugung	28.1	28.4	28.6	29.7	30.3
Importe:	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- Bezugsrechte	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	5.3	7.8	4.9	1.8	1.3
- Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.7	1.7	1.1
- Ubrige Exporte	3.6	6.1	3.2	0.1	0.2
Mittlerer Saldo	0.0	1.0	3.9	3.3	3.1
Mittlere Beschaffung	28.1	29.4	32.4	33.0	33.3
Landesverbrauch	28.1	29.4	32.4	33.0	33.3

1) inkl. KVA, ARA, Deponiegas

prognos 1996

**Abbildung 5-4: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Szenario IIa (Variante 2: WKK und foss.-thermische Kraftwerke)**



**Tabelle 5-10: Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIa
"Beabsichtigte Massnahmen", Variante 2, Hydrolog. Jahr, TWh**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraft	33.1	34.1	34.8	35.4	36.0
Kernenergie	21.9	22.6	22.1	14.2	0.0
Mineralöle	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erdgas	0.4	0.8	0.9	8.3	19.1
Abfälle, ARA ¹⁾	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1
Wind	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3
Holz	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3
Sonne	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
Summe	56.8	58.9	59.5	59.9	57.3

1) Inkl. Deponiegas, Biogas

prognos 1996

(4) Die Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern ist für beide Varianten aus den Tabellen 5-8 und 5-10 ersichtlich.

(5) Die Auswirkungen, die sich für die Stromerzeugungskosten ergeben, sind für beide Varianten marginal. In beiden Varianten gehen wie erwartet die Erzeugungskosten, im Vergleich zu Szenario I, etwas zurück. Die Reduzierungen betragen aber maximal für den Gesamtdurchschnitt 0,1 bis 0,2 Rp/kWh. Der Hauptgrund für den Rückgang sind niedrigere Zuwachskosten aufgrund des geringeren Zubaubedarfs.

Tabelle 5-11: Durchschnittskosten der Beschaffung, Szenario IIa

	1993	2000	2010	2020	2030
Variante 1	6.2	6.7	7.0	7.5	8.6
Variante 2	6.2	6.7	7.0	7.9	9.9

5.4 Rechnung für Szenario IIb

5.4.1 Energiepolitik

(1) Das Szenario IIb unterscheidet sich von Szenario IIa dadurch, dass zusätzlich zu den in Szenario IIa unterstellten Massnahmen eine **CO₂-Abgabe (Einheitssatz) auf fossile Energieträger** erhoben wird. Die einzuführende CO₂-Abgabe kann die Struktur der Stromversorgung über zwei Wirkungen beeinflussen:

1. In direkter Weise über die Auswirkungen der CO₂-Abgabe auf die Kosten des Brennstoffeinsatzes und damit möglicherweise auf die Struktur des Brennstoffeinsatzes und die Strompreise.
2. In indirekter Weise über die Auswirkungen auf die Höhe des Stromverbrauchs.

(2) Die Auswirkungen auf den Stromendverbrauch in Szenario IIb sind in Tabelle 3-2 ausgewiesen. Im Vergleich zu den Ergebnissen in Szenario IIa sind die Verbrauchseffekte sehr gering. In Szenario IIb liegt der Stromendverbrauch etwas höher als in IIa. Im Maximum betragen die Abweichungen etwa 1 % und zwar erst langfristig zwischen 2020 und 2030. In dieser Verbrauchserhöhung manifestieren sich gewisse Substitutionseffekte zugunsten von Strom. Diese ergeben sich daraus, dass der Strompreis durch die CO₂-Abgabe in Variante 1 nicht tangiert wird und Strom dadurch im Vergleich zu fossilen Energieträgern billiger wird.

5.4.2 Ergebnisse für die Varianten 1 und 2

(1) In den Auswirkungen auf die Struktur der Stromerzeugung beschränken wir uns auf die **CO₂-Abgabe mit Einheitssatz (Variante E)**. Bei der **CO₂-Abgabe allein auf Treibstoffe (Variante T)** sind die Stromverbrauchswirkungen vernachlässigbar. Der Verbrauch ist faktisch identisch mit Szenario IIa. Auch wird bei dieser CO₂-Variante der Brennstoffeinsatz nicht belastet.

Die obige Aussage, dass die CO₂-Abgabe (Variante E) den Strompreis nicht beeinflusst, ist nur richtig, wenn den Perspektiven zur Energienachfrage jeweils die **Variante 1 "Kernenergie und Bezug"** als Basisstrategie der Strombedarfsdeckung zugrundeliegt. In der Tat bleibt in diesem Fall der Strompreis von der CO₂-Abgabe so gut wie unberührt, da

auch künftig mehr als 98 % des gesamten Strombedarfs CO₂-frei angeboten wird. Es ist deshalb nicht zu erwarten, dass sich die Struktur der Strombeschaffung in Variante 1 des Szenarios IIb von Variante 1 des Szenarios IIa unterscheidet. Die Modifizierungen sind gering und beschränken sich auf Erhöhungen der Bezugsrechte um 0,3 bis 0,4 TWh ab 2020.

**Tabelle 5-12: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr
(Szenario IIb, Variante 1)**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraftwerke	14.2	14.6	14.8	15.3	15.6
Kernkraftwerke	12.8	12.4	12.1	12.4	12.4
Konv.-thermische KW	1.1	1.4	1.5	1.5	1.6
- bestehende KW/WKK 1)	1.1	1.4	1.5	1.5	1.6
- neue KW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3
Mittlere Nettoerzeugung	28.1	28.4	28.5	29.5	30.0
Importe:	5.3	8.8	8.7	5.6	5.5
- Bezugsrechte	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0	0.5	1.2
Exporte:	5.3	7.8	4.7	1.8	1.9
- Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.7	1.7	1.1
- Ubrige Exporte	3.6	6.1	3.0	0.1	0.8
Mittlerer Saldo	0.0	1.0	4.0	3.8	3.6
Mittlere Beschaffung	28.1	29.4	32.5	33.3	33.7
Landesverbrauch	28.1	29.4	32.5	33.3	33.7

1) inkl. KVA, ARA, Deponiegas

prognos 1996

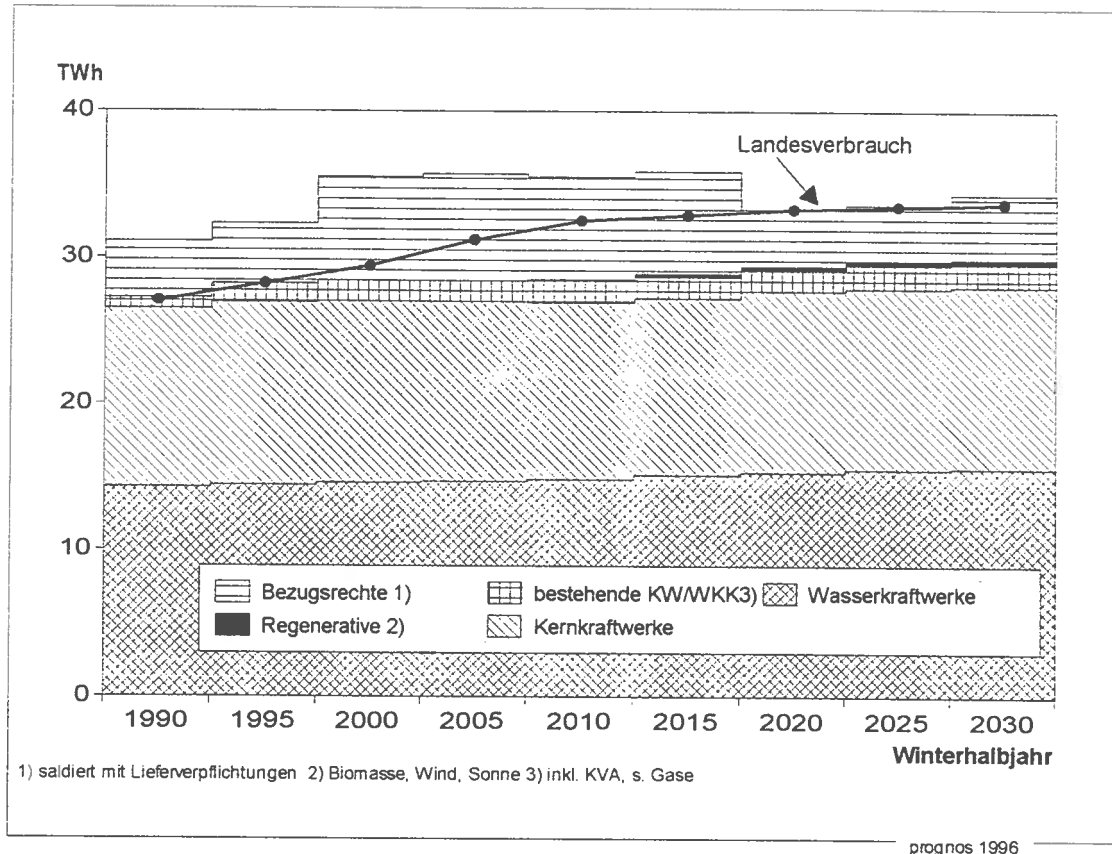
**Tabelle 5-13: Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIb (E)
"Beabsichtigte Massnahmen", Variante 1, Hydrolog. Jahr, TWh**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraft	33.1	34.1	34.8	35.4	36.0
Kernenergie	21.9	22.6	22.1	22.6	22.6
Mineralöle	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erdgas	0.4	0.8	0.9	1.0	1.1
Abfälle, ARA 1)	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1
Wind	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3
Holz	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2
Sonne	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
Summe	56.8	58.9	59.5	60.9	61.8

1) Inkl. Deponiegas, Biogas

prognos 1996

**Abbildung 5-5: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Szenario IIb (Variante 1: Kernenergie und Bezug)**



(2) Etwas anders sieht es in der **Variante 2** aus. In dieser Variante, in der annahmegemäss die Bedarfslücke durch WKK-Ausbau und fossil-thermische Kondensationskraftwerke gedeckt wird, nimmt die CO_2 -Intensität der Stromversorgung kräftig zu. Das hat zur Konsequenz, dass der Teil der Stromerzeugung, der auf dieser Basis, durchweg Erdgas, erzeugt wird, durch die CO_2 -Abgabe unmittelbar betroffen ist. Die CO_2 -Abgabe verteuert den Brennstoffeinsatz in den entsprechenden Kraftwerken und führt zu entsprechenden Effekten bei den Stromerzeugungskosten.

**Tabelle 5-14: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr
(Szenario IIb, Variante 2)**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraftwerke	14.2	14.6	14.8	15.3	15.6
Kernkraftwerke	12.8	12.4	12.1	7.8	0.0
Konv.-thermische KW	1.1	1.4	1.5	6.6	14.4
- bestehende KW/WKK 1)	1.1	1.4	1.5	1.5	1.6
- neue KW	0.0	0.0	0.0	1.2	8.3
- neue WKK	0.0	0.0	0.0	3.9	4.5
Andere Energien	0.0	0.0	0.1	0.3	0.5
Mittlere Nettoerzeugung	28.1	28.4	28.6	30.1	30.6
Importe:	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- Bezugsrechte	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	5.3	7.8	4.7	1.8	1.3
- Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.7	1.7	1.1
- Ubrige Exporte	3.6	6.1	3.0	0.1	0.2
Mittlerer Saldo	0.0	1.0	4.0	3.3	3.1
Mittlere Beschaffung	28.1	29.4	32.5	33.3	33.7
Landesverbrauch	28.1	29.4	32.5	33.3	33.7

1) inkl. KVA, ARA, Deponiegas

prognos 1996

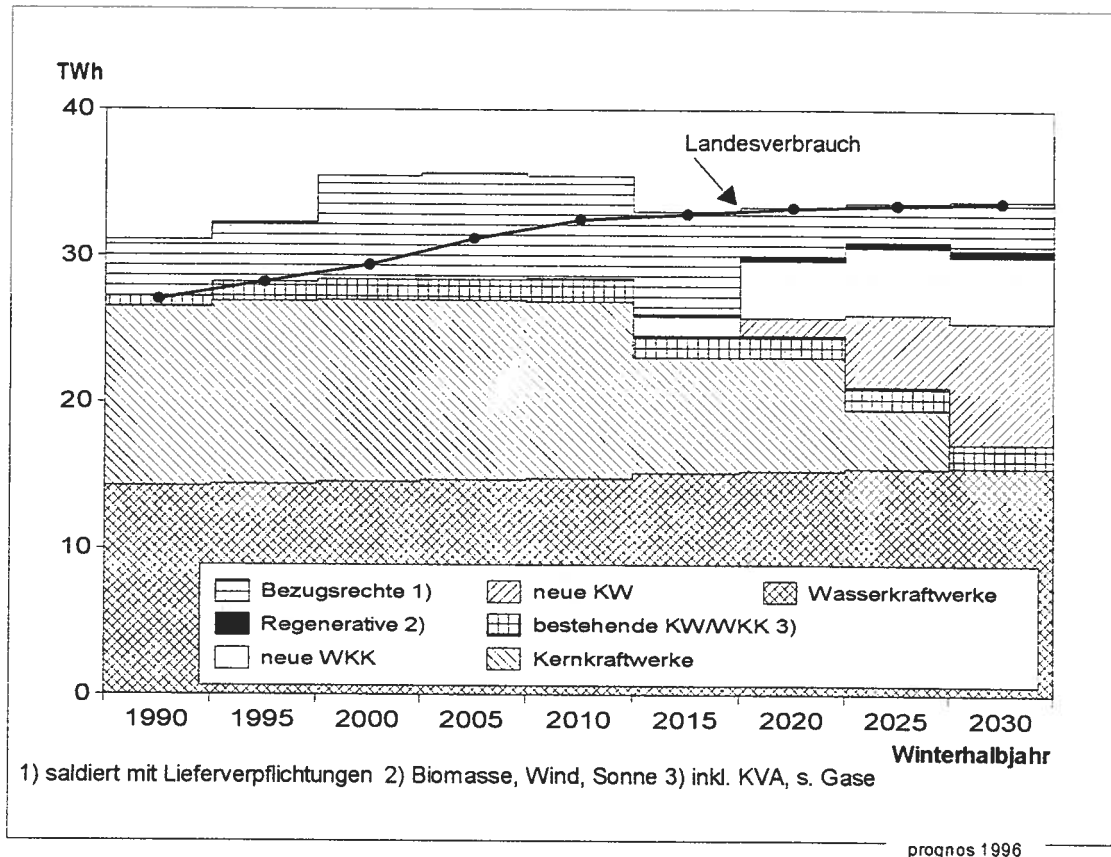
**Tabelle 5-15: Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIb (E)
"Beabsichtigte Massnahmen", Variante 2, Hydrolog. Jahr, TWh**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraft	33.1	34.1	34.8	35.4	36.0
Kernenergie	21.9	22.6	22.1	14.2	0.0
Mineralöle	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erdgas	0.4	0.8	0.9	8.6	19.3
Abfälle, ARA 1)	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1
Wind	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3
Holz	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3
Sonne	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
Summe	56.8	58.9	59.5	60.3	57.6

1) Inkl. Deponiegas, Biogas

prognos 1996

Abbildung 5-6: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Szenario IIb (Variante 2: WKK und fossil-thermische Kraftwerke)



Zunächst aber zur Struktur der Strombeschaffung: Hier ergeben sich im Vergleich zum Szenario IIa einige Veränderungen (Tabelle 5-16):

- Zum einen sind die Elektrizitätserzeugungspotentiale und damit der effektive WKK-Ausbau betroffen. Die Potentiale liegen im Winterhalbjahr im Szenario IIb ab 2020 um 300-400 GWh niedriger als in Szenario IIa. Das ist eine indirekte Folge der CO₂-Abgabe und erklärt sich daraus, dass in Szenario IIb Einsparungen im Wärmebereich erzielt werden, die sich entsprechend reduzierend auf die verfügbaren Wärmepotentiale und damit Elektrizitätserzeugungspotentiale auf WKK-Basis auswirken.
- Die unmittelbare Konsequenz ist, dass der Einsatz der fossil-thermischen Kraftwerke zunimmt, zum einen, um die ausfallenden WKK-Potentiale zu ersetzen, zum anderen um den Mehrbedarf an Strom abzudecken. Zwischen 2020 und 2030 erhöht sich daher der Einsatz dieser Kraftwerke um rd. 0,7 TWh im Winterhalbjahr.
- Durch die CO₂-Abgabe verbessert sich die Wettbewerbsposition der erneuerbaren Energieträger etwas, weil sie durch die CO₂-Abgabe nicht belastet werden. Dieser Effekt ist jedoch nicht ausreichend, um eine merkliche Steigerung der Erzeugung im Vergleich zum Szenario IIa zu erzielen, da die Mehrkosten der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger höher sind als die durch die CO₂-Abgabe verursachte Verteuerung der Stromerzeugung bei den fossil-thermischen Anlagen.

(3) Die Auswirkungen, die sich für die **Stromerzeugungskosten** ergeben, sind in der Variante 1 marginal: Der Anteil der mit fossilen Brennstoffen erzeugten Elektrizität an der Gesamterzeugung ist in der Variante 1 so gering, dass sich die CO₂-Abgabe nur geringfügig auswirkt. Der Kostenanstieg im Vergleich zu Szenario IIa liegt hier unter der Fühlbarkeitsschwelle.

In der Variante 2 sind die Effekte deutlich stärker. Dabei darf nicht vergessen werden, dass die Erhöhung der Brennstoffpreise durch die CO₂-Abgabe bei den WKK-Prozessen gegenläufige Effekte hat: Einerseits verteuert die Abgabe den Brennstoffeinsatz, andererseits profitiert die WKK davon, dass sie auf der Erlösseite eine höhere Wärmegutschrift im Sinne der Anlegbarkeit zugrunde legen kann. Welcher Effekt überwiegt, hängt vom Einzelfall ab. In unseren Modellrechnungen erhöhen sich die Erzeugungskosten des WKK-Stroms durch die CO₂-Abgabe. Die Erhöhung der Erzeugungskosten liegt aber unter der Erhöhung der Brennstoffpreise. Am geringsten ist die Erhöhung bei den BHKW (8 %), am stärksten notwendigerweise bei der ungekoppelten Stromerzeugung der Kondensationsblöcke, da hier keine Wärmegutschrift gegengerechnet werden kann.

Bezogen auf den Durchschnitt des gesamten Kraftwerkparks erhöhen sich die Stromerzeugungskosten in Szenario IIb gegenüber IIa (jeweils in Variante 2) um 0,2 Rp./kWh in 2020 bzw. 0,5 Rp./kWh in 2030. Bezogen auf die Durchschnittskosten ohne CO₂-Abgabe entspricht dies einer Erhöhung um 3 % bzw. 5 %.

Tabelle 5-16: Durchschnittskosten der Beschaffung, Szenario IIb

	1993	2000	2010	2020	2030
Variante 1	6.2	6.7	7.0	7.5	8.7
Variante 2	6.2	6.7	7.0	8.1	10.4

5.5 Rechnung für Szenario IIIa

5.5.1 Energiepolitik

(1) Gegenstand von Szenario IIIa ist die 1995 eingereichte Energie-Umwelt-Initiative (E-U-Initiative). Diese verlangt im Falle ihrer Annahme, dass nach acht Jahren der Energieverbrauch nicht-erneuerbarer Energieträger stabilisiert und dann 25 Jahre lang um jährlich 1 Prozent vermindert werden soll. Das Ziel der E-U-Initiative soll mittels einer Abgabe auf nicht-erneuerbare Energieträger und evtl. auf Wasserkraft erreicht werden. Die Abgaben steigen kontinuierlich an, wobei Elektrizität mit niedrigeren Abgaben als die fossilen Energieträger belastet wird. Nach ca. 30 Jahren wird auf den dann im Status Quo herrschenden Elektrizitätspreis ein durchschnittlicher Aufschlag von ca. 50% für private Haushalte bzw. 70% für Industrie-Kunden erhoben (Prognos, 1996a). Die Produktion aus Wasserkraftwerken unter 1 MW, Holz und Biomasse sind von der Abgabe befreit. Die erhobenen Abgaben werden sektorspezifisch zurückerstattet.

(2) Die E/U-Abgabe, die diesem Szenario III a zugrundeliegt, belastet die fossilen Energieträger und den Strom mit jährlich steigenden Abgabesätzen. Bei den fossilen Energieträgern beträgt die jährliche Steigerung der Abgaben 3,5 %, beim Strom 2 %. Diese Massnahmen tangieren Niveau und Struktur der Stromversorgung auf verschiedene Weise:

1. über die Auswirkungen auf die Höhe des Elektrizitätsverbrauchs,
2. über die Auswirkungen auf die Kosten des Brennstoffeinsatzes im Falle fossiler Energieträger.

Da die erneuerbaren Energieträger von der E/U-Abgabe nicht erfasst werden, verbessert sich deren Wettbewerbsposition gegenüber der Stromproduktion aus nicht erneuerbaren Energieträgern. Hieraus ergeben sich Verschiebungen in der Struktur der Stromerzeugung zugunsten der erneuerbaren Energiequellen.

In Tabelle 5-17 sind die Auswirkungen der E/U-Initiative auf den Landesverbrauch im Überblick zusammengefasst dem Szenario II a gegenübergestellt. Stärkere Auswirkungen auf den Stromverbrauch ergeben sich erst nach 2010. Bis 2020 beträgt der Rückgang gegenüber II a etwas über 4 % (-2,5 TWh), in 2030 7,6 % (-4,5 TWh).

**Tabelle 5-17: Entwicklung und Struktur des Elektrizitätsverbrauchs 1990-2030
Szenario III a, TWh**

	1990	2000	2010	2020	2030
Landesverbrauch (Hydrologisches Jahr)	49,6	53,3	57,4	56,7	55,1
Winter	27,1	29,4	31,8	31,6	30,8
Sommer	22,5	23,9	25,6	25,1	24,2
Veränderungen des Landesverbrauchs gegenüber Szenario II a					
in TWh		0	-1,1	-2,6	-4,5
in %		0	-1,9	-4,3	-7,6

5.5.2 Ergebnisse für die Varianten 1 und 2

(1) Ab dem Jahr 2020 kommt es in beiden Varianten der Strombedarfsdeckung zu Veränderungen der Produktionsstruktur. Neben dem leichten Rückgang der Nachfrage spielt vor allem die erhöhte Wettbewerbsfähigkeit der regenerativen Energieträger in der Stromversorgung eine wichtige Rolle.

Entsprechend den Vorgaben des Szenario III a wird der Strom mit einer Abgabe belastet, die im Durchschnitt jährlich um 2 % steigt: Danach beträgt die Abgabe auf Strom in 2030 11,1 Rp./kWh. Die Belastung erfolgt entweder ab Klemme Kraftwerk oder bei fossil-thermischer Stromerzeugung über die höhere Belastung des Brennstoffeinsatzes. Stromerzeugungskosten und Strompreise erhöhen sich deshalb in etwa um die Höhe der E/U-Abgabe. Als Referenzwerte legen wir die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten **neuer konventioneller Kraftwerke** (GuD-Kondensationsblock, KKW, Laufwasser) zugrunde. Unter Berücksichtigung der Brennstoffpreisentwicklung, eines Realzinssatzes von 2 % und einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren errechnen sich folgende Durchschnittswerte (Rp./kWh):

	2010	2020	2030
Stromerzeugungskosten (ohne E/U-Abgabe)	10	10,5	11
Stromerzeugungskosten (mit E/U- Abgabe)	12	16,5	22

Bezieht man die E/U-Abgabe mit ein, erhöhen sich die "Erzeugungskosten" entsprechend. Das Haupthindernis eines stärkeren Einsatzes der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energiequellen ist in der Regel die fehlende Wirtschaftlichkeit. In dem Ausmass, mit dem sich der Strom aus nicht-erneuerbaren Energieträgern verteuert, steigt die Konkurrenzfähigkeit der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen.

(2) Zur Ermittlung der jeweiligen wirtschaftlichen Einsatzpotentiale der erneuerbaren Energiequellen wurde eine **Grenzkostenkurve** für ihre Stromerzeugung entwickelt, bei der die Erzeugungskosten der einzelnen Techniken aufsteigend ihren Angebotspotentialen gegenübergestellt werden (vgl. Abbildung 5-7).¹⁾ Die jeweiligen Erzeugungspotentiale ergeben sich dann durch Vergleich mit den jeweiligen Erzeugungskosten (inkl. E/U-Abgabe) der Referenzsysteme.²⁾ Von den regenerativen Energiequellen, die für die Schweiz von den Potentialen her von Bedeutung sind, werden die Biomasse, insbesondere Holz, Wind, Solar-energie (Photovoltaik) sowie die erneuerbaren Gase (Klärgas, Deponiegas, Biogas) auf ihre wirtschaftlichen Einsatzchancen hin betrachtet. Zu den verfügbaren energetischen Potentialen der einzelnen Energieträger sei auf die Untersuchung zur Solarinitiative (Ernst Basler & Partner/Ecoplan, 1996) verwiesen, in der auch die Erzeugungskosten im Vergleich zu den Referenzkosten (die sog. Differenzkosten) mit ihrer jeweiligen Spannweite zusammengestellt sind. Wir wollen an dieser Stelle nicht näher darauf eingehen. Die Ableitung der Einsatzpotentiale basiert auf diesen Basisinformationen.

(3) Betrachten wir die Jahre 2010 und 2030, so ergeben sich unter Berücksichtigung der E/U-Abgabe folgende wirtschaftliche Einsatzpotentiale:

- Der Einsatz von **Biomasse (Holz)** in der Stromerzeugung basiert auf der Annahme, dass der Wirkungsgrad der Verstromung durch neue Techniken (Vergasungstechnologien) deutlich gehoben werden kann. Unter dieser Voraussetzung und unter Berücksichtigung der E/U-Abgabe kann bis 2010 eine Stromerzeugung von 350 GWh als wirtschaftliches Einsatzpotential erwartet werden. Dies bedingt beim Altholz die volle und beim Restholz die teilweise Ausschöpfung der noch verfügbaren Potentiale.

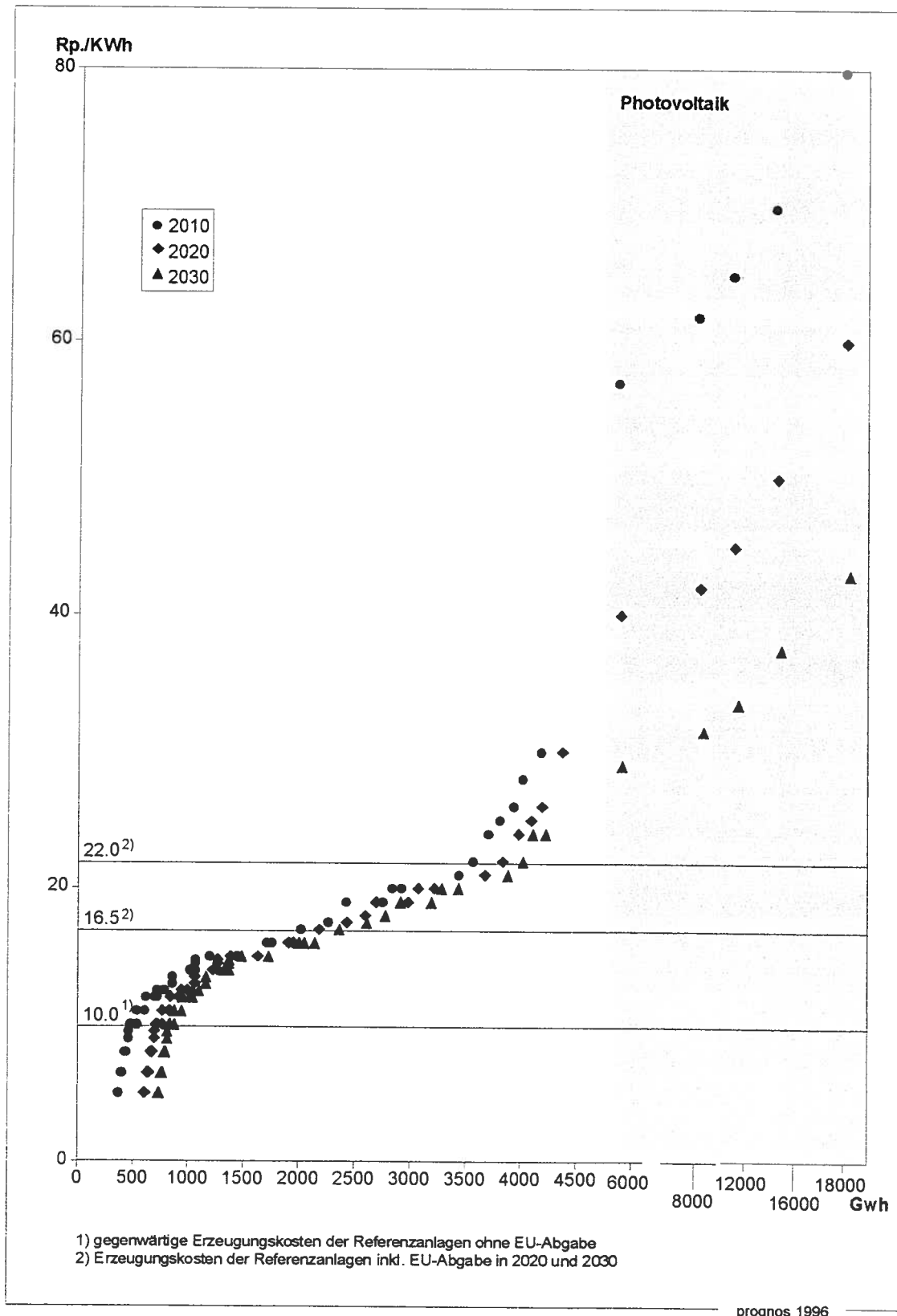
Bis 2030, wenn die E/U-Abgabe recht hoch ist, werden auch die übrigen Holzpotentiale, insbesondere das Waldholz, bei dem die Brennstoffbereitstellungskosten höher sind, für die Verstromung konkurrenzfähig, so dass die noch verfügbaren Holzpotentiale ausgeschöpft sind. In gewissem Umfang könnten dann in 2030 auch Energiepflanzen zur Verstromung eingesetzt werden. Insgesamt werden bis 2030 rd. 2'000 GWh als Stromerzeugungspotentiale auf Basis Biomasse angesetzt.

- Für die **Windenergie** verbessern sich die Produktionsbedingungen durch die E/U-Abgabe ebenfalls deutlich: In 2010 liegt das wirtschaftliche Potential bei 150 GWh, in 2030 dann bei 1'380 GWh. Durch die E/U-Abgabe rechnen sich nun auch weniger günstige Standorte.

1) Aus abbildungstechnischen Gründen unterscheidet sich der Maßstab für die Photovoltaik (grau hinterlegter Bereich).

2) Die Kosten, die aus der Bereitstellung von Reservekapazitäten für den Fall nicht verfügbarer Wind- und Photovoltaikerzeugung entstehen, sind nicht berücksichtigt.

**Abb.5-7: Grenzkostenkurven der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern
2010, 2020, 2030**



- Bei der **Photovoltaik** bleiben die Bedingungen trotz der E/U-Abgabe schwierig. Sie dürfte nicht ausreichen, um die Mehrkosten der Photovoltaik-Stromerzeugung trotz der Annahme deutlich sinkender Kosten und steigender Wirkungsgrade kompensieren zu können. Gemäss unserer Bedingung der Wirtschaftlichkeit ergeben sich keine zusätzlichen Einsatzpotentiale.
- Für die **Erneuerbaren Gase** gelten folgende Annahmen: Die restlichen Potentiale zur Verstromung von **Klärgas** werden bereits heute weitgehend ausgeschöpft, da sie oft wirtschaftlich sind. Die Restpotentiale werden nach unserer Annahme bis 2030 voll genutzt. Die Stromerzeugung liegt dann bei 170 GWh. Beim **Deponiegas** werden nach heutigem Wissensstand kaum noch zusätzliche Potentiale erwartet. Demgegenüber kann der Einsatz von **Biogas** mit steigender E/U-Abgabe zunehmend in Betracht kommen. Bis 2010 sind ihre wirtschaftlichen Stromerzeugungspotentiale noch gering (40 GWh), bis 2030 liegt ein Anstieg auf 145 GWh im wirtschaftlichen Bereich.

Bereits in Szenario II a werden in gewissem Umfang erneuerbare Energiequellen zur Stromerzeugung eingesetzt. Setzt man diese bereits erzeugten Strommengen von den obigen Potentialen ab, erhält man die in Tabelle 5-18 zusammengestellten **zusätzlichen** (im Vergleich zu II a) und wirtschaftlichen Stromerzeugungspotentiale, die zur Deckung des Strombedarfs in Szenario III a eingesetzt werden.

Tabelle 5-18: Zusätzliche Stromerzeugungspotentiale auf Basis regenerativer Energiequellen im Szenario III a gegenüber Szenario II a (Variante 1), in GWh

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
KVA	0	0	0	0	0	0
kleine WKK-Anlagen	20	80	98	117	135	190
ARA	15	60	67	73	80	85
Deponiegas	0	0	0	0	0	0
Sonstige Gase (Biogas)	5	20	32	43	55	105
PV	0	0	0	0	0	0
Wind	30	65	240	415	625	1115
Biomasse (Holz)	0	297	722	1146	1560	1860
Insgesamt	50	442	1060	1678	2320	3165

(4) Zusammen mit dem rückläufigen Landesverbrauch von 2,5 TWh in 2025 und 4,5 TWh in 2030 (vgl. Tabelle 5-17) hat der zusätzliche Beitrag der regenerativen Energiequellen wesentliche Auswirkungen auf die Gesamtstruktur der Strombereitstellung in Szenario III a:

- Eine Aufstockung der Bezugsrechte wie in den bisherigen Szenarien wird nicht benötigt.
- Die stillgelegten Kernkraftwerke werden nicht in vollem Umfang ersetzt. Die Stromerzeugung auf Basis Kernenergie liegt gegenüber Szenario II a zwischen 2020 und 2030 um 20 bis 35 % tiefer.

Die Tabelle 5-19 fasst die Veränderungen in der Struktur der Strombeschaffung für das Szenario III a (jeweils Variante 1, Winterhalbjahr) für die relevanten Jahre zusammen. Tabelle 5-20 zeigt die Struktur nach Energieträgern für das Gesamtjahr. Abbildung 5.2-7 veranschaulicht die dargestellten Annahmen. Die detaillierten Werte sind in Anhang II enthalten.

**Tabelle 5-19: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr
(Szenario IIIa, Variante 1)**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraftwerke	14.2	14.6	14.8	15.3	15.6
Kernkraftwerke	12.8	12.4	12.1	10.0	7.9
Konv.-thermische KW	1.1	1.4	1.5	1.7	1.9
- bestehende KW/WKK 1)	1.1	1.4	1.5	1.6	1.8
- neue KW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
Andere Energien	0.0	0.0	0.4	1.3	2.3
Mittlere Nettoerzeugung	28.1	28.4	28.9	28.3	27.7
Importe:	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- Bezugsrechte	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	5.3	7.8	5.8	1.8	1.3
- Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.7	1.7	1.1
- Ubrige Exporte	3.6	6.1	4.1	0.1	0.2
Mittlerer Saldo	0.0	1.0	3.0	3.3	3.1
Mittlere Beschaffung	28.1	29.4	31.8	31.6	30.8
Landesverbrauch	28.1	29.4	31.8	31.6	30.8

1) inkl. KVA, ARA, Deponiegas

prognos 1996

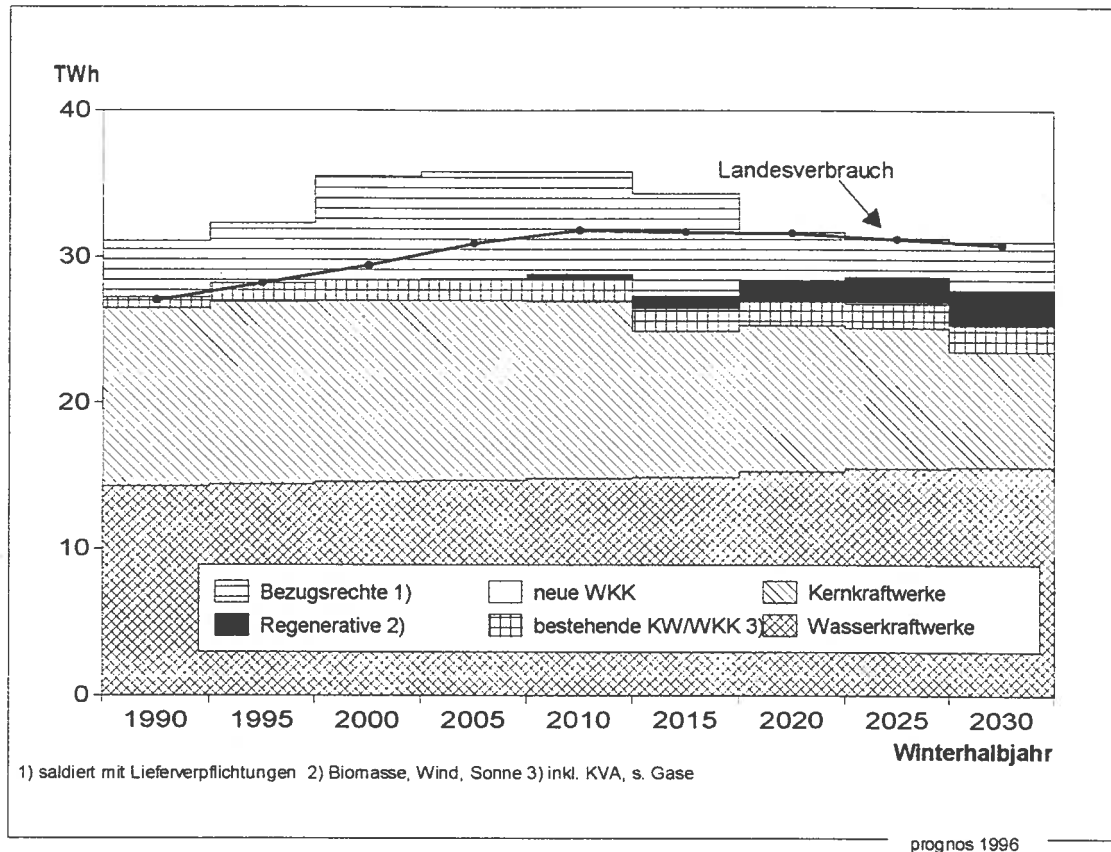
**Tabelle 5-20: Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern,
Szenario IIIa "Energie-Umwelt-Initiative", Variante 1, Hydrolog. Jahr, TWh**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraft	33.1	34.1	34.8	35.4	36.0
Kernenergie	21.9	22.6	22.1	18.2	14.4
Mineralöle	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erdgas	0.4	0.8	1.0	1.2	1.4
Abfälle, ARA 1)	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
Wind	0.0	0.0	0.2	0.6	1.4
Holz	0.0	0.0	0.4	1.2	2.0
Sonne	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
Summe	56.8	58.9	60.0	58.3	57.0

1) Inkl. Deponiegas, Biogas

prognos 1996

**Abbildung 5-8: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Szenario IIIa (Variante 1: Kernenergie und Bezug)**



(5) In **Variante 2 "Wärmeleistungskopplung und fossil-thermische Kraftwerke"** unterscheiden sich die **zusätzlichen** Stromerzeugungspotentiale auf Basis der regenerativen Energien nur geringfügig von den Werten in Variante 1. Insgesamt liegen sie in Variante 2 um rd. 250 GWh niedriger. Das erklärt sich daraus, dass im Szenario II a, Variante 2, die Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern im Umfang von rd. 250 GWh über den Werten der Variante 1 liegt. Dies gilt insbesondere für die Biomasse und die Windenergie, aber auch für die anderen regenerativen Energieträger.

In der Variante 2 des Szenario IIIa fällt der notwendige Deckungsbeitrag der fossil-thermischen Stromerzeugung durch WKK oder Kondensationsblöcke deutlich geringer aus als im Referenzfall II a. Das liegt daran, dass

- der Stromverbrauch in IIIa niedriger liegt und
- der Beitrag der regenerativen Energieträger um rd. 3 TWh höher ausfällt als in II a.

Allerdings reduziert sich auch der Einsatz der Stromerzeugung auf WKK-Basis, weil durch die Einsparungen im Wärmebereich, die mit der E/U-Abgabe einhergehen, auch die verfüg-

baren WKK-Potentiale und daraus ableitbare WKK-Elektrizitätspotentiale zurückgehen. Zwischen 2020 und 2030 macht dies allein im Winterhalbjahr etwa 2 TWh aus.

Der Zubau von fossil-thermischen GuD-Kondensationsblöcken wird jedoch erst für 2025 bzw. 2030 benötigt. Gegenüber Szenario II a reduzieren sie sich deutlich um 1,4 bzw. 2,6 TWh, so dass ihre Stromerzeugung in 2030 nur noch 5 TWh beträgt (vgl. dazu die nachfolgende Tabellen 5-21 und 5-22 und die Abbildung 5-8).

Tabelle 5-21: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario IIIa, Variante 2)

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraftwerke	14.2	14.6	14.8	15.3	15.6
Kernkraftwerke	12.8	12.4	12.1	7.8	0.0
Konv.-thermische KW	1.1	1.4	1.5	3.9	9.8
- bestehende KW/WKK 1)	1.1	1.4	1.5	1.6	1.8
- neue KW	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0	2.3	3.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.4	1.3	2.3
Mittlere Nettoerzeugung	28.1	28.4	28.9	28.3	27.7
Importe:	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- Bezugsrechte	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	5.3	7.8	5.8	1.8	1.3
- Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.7	1.7	1.1
- Ubrige Exporte	3.6	6.1	4.1	0.1	0.2
Mittlerer Saldo	0.0	1.0	3.0	3.2	3.1
Mittlere Beschaffung	28.1	29.4	31.8	31.6	30.8
Landesverbrauch	28.1	29.4	31.8	31.6	30.8

1) inkl. KVA, ARA, Deponiegas

prognos 1996

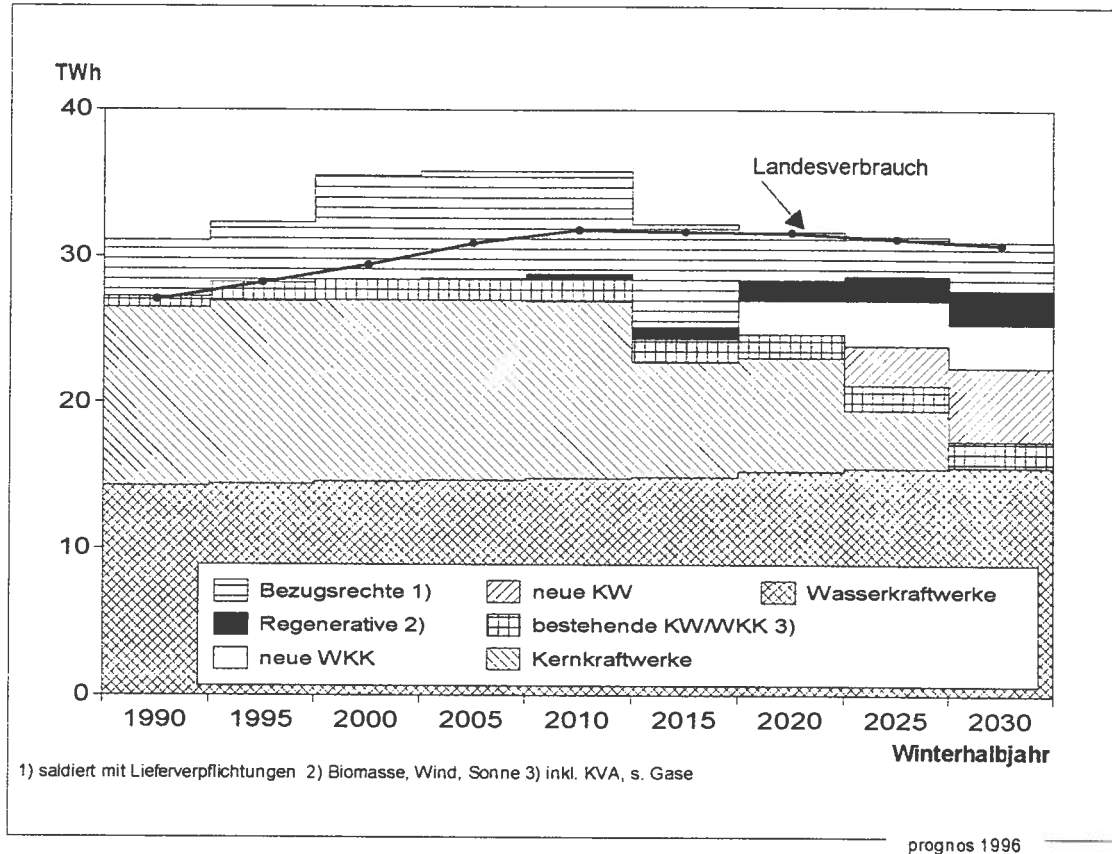
Tabelle 5-22: Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIIa "Energie-Umwelt-Initiative", Variante 2, Hydrolog. Jahr, TWh

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraft	33.1	34.1	34.8	35.4	36.0
Kernenergie	21.9	22.6	22.1	14.2	0.0
Mineralöle	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erdgas	0.4	0.8	0.9	4.5	12.6
Abfälle, ARA 1)	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
Wind	0.0	0.0	0.2	0.6	1.4
Holz	0.0	0.0	0.4	1.2	2.0
Sonne	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
Summe	56.8	58.9	60.0	57.7	53.7

1) Inkl. Deponiegas, Biogas

prognos 1996

Abbildung 5-9: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Szenario IIIa (Variante 2: WKK und foss.-thermische Kraftwerke)



(6) In die Berechnung der **Stromerzeugungskosten** gehen die E/U-Abgaben, die am Stromoutput (Klemme Kraftwerk) ansetzen, nicht ein, da sie ja als eine Art **Outputabgabe** die Kosten der Stromerzeugung (im engeren Sinne) nicht beeinflussen, sondern wie bei der Mehrwertsteuer in den Strompreisen weitergegeben werden. Anders dort, wo die E/U-Abgabe auf den Brennstoffeinsatz erhoben wird, hier beeinflusst sie die Erzeugungskosten unmittelbar.

Geht man von diesen Vorgaben aus, dann verändern sich die Stromerzeugungskosten im Szenario III a, **Variante 1** im Vergleich zu Szenario II a, Variante 1 nur vergleichsweise wenig, da in Variante 1 die E/U-Abgabe den Energieinput kaum tangiert. Im Maximum liegen die Kosten in III a um 0,4 bis 0,5 Rp./kWh höher als in II a, im wesentlichen durch den höheren Anteil der teuren Stromerzeugung auf Basis regenerativer Stromerzeugung bedingt.

Etwas anders ist die Kostenentwicklung in **Variante 2**. Hier sind die Effekte deutlich stärker, da der Brennstoffeinsatz für die fossil-thermische Stromerzeugung mit der E/U-Abgabe belastet wird und die Brennstoffkosten sich dadurch deutlich erhöhen. Im Vergleich zu Variante 1 liegen die Stromerzeugungskosten in 2030 um 27 % höher (rd. 2,5 Rp./kWh), im Vergleich zu Szenario II a, Variante 2 liegt der Anstieg bei 17 % (1,7 Rp./kWh). Der Anstieg macht sich

jedoch erst nach 2020 bemerkbar, wenn der Anteil der fossil-thermischen Stromerzeugung an Bedeutung gewinnt.

Tabelle 5-23: Durchschnittskosten der Beschaffung, Szenario IIIa

	1993	2000	2010	2020	2030
Variante 1	6.2	6.7	7.1	7.8	9.1
Variante 2	6.2	6.7	7.1	8.2	11.6

5.6 Rechnung für Szenario IIIb

5.6.1 Energiepolitik

(1) Szenario IIIb bildet die Solarinitiative ab. Diese bezweckt die direkte Förderung der Sonnenenergie und generell der effizienten und nachhaltigen Energienutzung. Im Unterschied zu Szenario IIIa wird hier keine Zielvorgabe aufgestellt. Die Instrumente der Solarinitiative bestehen in der Erhebung einer Abgabe von 0,5 Rp/kWh auf nicht-erneuerbare Energieträger und die Verwendung dieser Einnahmen für die gezielte Förderung der Solarenergienutzung und rationellen Energieverwendung. Die Fördermittel sollen zu mindestens 50% für die Solarenergienutzung verwendet werden. Hiervon ist wiederum eine bestimmte Summe ausschliesslich für die Photovoltaik bestimmt (EBP/ECOPLAN, 1996). Szenario IIa bildet ebenfalls wieder die Referenz.

(2) Die Solarinitiative beeinflusst die Struktur der Stromversorgung auf zwei Arten:

1. über die Förderung von Massnahmen, die den Elektrizitätsverbrauch mindern,
2. über die Förderung der Stromerzeugung durch erneuerbare Energieträger und der Stromerzeugung durch WKK-Anlagen.

Die Förderung verbessert die Chancen der regenerativen Energieträger in der Stromerzeugung, aber auch der fossilen Energieträger im WKK-Einsatz und führt zu entsprechenden Verschiebungen in der Struktur der Stromerzeugung.

Die Auswirkungen der Solarinitiative auf den Landesverbrauch sind in Tabelle 5-24 zusammengestellt. Man erkennt, dass die Auswirkungen recht bescheiden sind. Im Vergleich zu Szenario IIa wird der Verbrauch nur um 1 bis 2 % reduziert.

Tabelle 5-24: Entwicklung und Struktur des Elektrizitätsverbrauch 1990 - 2030, Szenario III b, TWh

	1990	2000	2010	2020	2030
Landesverbrauch (Hydrologisches Jahr)	49.6	53.4	58.1	58.5	58.6
Winter	27.1	29.4	32.1	32.5	32.8
Sommer	22.5	23.9	25.8	25.9	25.8
Veränderungen des Landesverbrauchs gegenüber Szenario II a					
in TWh		0	-0.5	-0.8	-1.0
in %		0	-0.9	-1.3	-1.6

5.6.2 Ergebnisse für die Varianten 1 und 2

(1) In der Studie der EBP (EBP/ECOPLAN, 1996) zu den Auswirkungen der Solarinitiative werden in 2010 m rd. 280 Mio Fr. etwas mehr als 1/3 der verfügbaren Mittel zur Förderung der Stromerzeugung über direkte (PV) und indirekte Sonnenenergie (Biomasse) und zur Förderung der WKK-Stromerzeugung eingesetzt. Bis 2025 sinkt der Mitteleinsatz auf 244 Mio Fr. (rd. 29 % aller ausgeschütteten Mittel).

In der 1. Phase des Förderprogramms liegt der Schwerpunkt bei der Förderung der WKK-Stromerzeugung, wozu auch die Nutzung der indirekten Sonnenenergie (Biomasse) gerechnet werden kann. Für die Photovoltaik ist ein fixer Wert von 60 Mio Fr./a vorgesehen. Mit zunehmender Laufzeit der Solarinitiative verschieben sich die Gewichte deutlich zugunsten der Photovoltaik. In 2025 sind für sie 100 Mio Fr./a als Fördervolumen angesetzt. Diese Verschiebung beruht auf folgenden Gründen: Zum einen nehmen die verfügbaren Potentiale der Biomasse mit zunehmender Ausschöpfung ab, dasselbe gilt für die WKK-Potentiale allgemein aufgrund des sinkenden Wärmebedarfs, zum anderen wird erwartet, dass die Differenzkosten der PV-Stromerzeugung längerfristig deutlich absinken, wodurch die Fördereffizienz entsprechend steigt. In Tabelle 5-25 sind die Fördervolumina zusammengefasst.

Tabelle 5-25: Verteilung der Fördermittel der Solarinitiative für die Stromerzeugung, Mio Fr.

	2010	2025
Direkte Sonnenenergie (PV)	60	100
Indirekte Sonnenenergie (Biomasse)	106	83
fossile WKK	116	61
Summe	282	244

(2) Die daraus erzielbaren zusätzlichen Stromerzeugungspotentiale gegenüber II a sind für die relevanten Bereiche in Tabelle 5-26 ausgewiesen. Die Werte für die Zwischenjahre wurden durch Interpolation geschätzt. Mitnahmeeffekte in Höhe von 10 % (EBP/ECOPLAN, 1991) der Bruttowirkungen sind in den Resultaten berücksichtigt (Quelle: EBP). Bis 2010 liegen die zusätzlichen Stromerzeugungspotentiale bei 800 GWh, bis 2030 steigen sie auf 2700 GWh. Das entspricht 4,6 % des Landesverbrauchs. Der grösste Teil der geförderten Erzeugung (mehr als 50 %) entfällt auf die WKK-Anlagen auf fossiler Brennstoffbasis. Der Anteil der erneuerbaren Energien ist entsprechend tiefer. Die Photovoltaik-Stromerzeugung erreicht beachtliche 400 GWh bis 2030. Zusätzliche Windenergieerzeugung gibt es nicht, da sie durch die Solarinitiative nicht erfasst wird (Förderung der Nutzung nur auf überbauten Flächen).

Ein Vergleich mit Szenario III a (vgl. Tabelle 5-18) zeigt deutliche Unterschiede:

- Die Stromerzeugung mit regenerativen Energieträgern liegt um insgesamt 1830 TWh in 2030 tiefer.
- Die Stromerzeugung mit Photovoltaik liegt deutlich höher, zusätzliche Potentiale werden durch die E/U-Initiative nicht ausgeschöpft. Demgegenüber gibt es keine Windenergieerzeugung.
- Die WKK-Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen liegt deutlich höher, sie wird durch die E/U-Initiative nicht wesentlich gesteigert.

Tabelle 5-26: Zusätzliche Stromerzeugungspotentiale auf Basis regenerativer Energieträger und WKK im Szenario III b gegenüber Szenario II a (Variante 1), in GWh

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Photovoltaik	9	75	183	292	400	404
Wind	0	0	0	0	0	0
Biomasse (Holz)	38	300	507	713	920	929
fossile WKK-Anlagen	54	433	738	1044	1350	1363
Insgesamt	101	80	1428	2049	2670	2697

(3) Die Gesamtstruktur der **Strombeschaffung** wird durch die Fördermassnahmen der Solarinitiative entsprechend beeinflusst. Folgende Veränderungen sind wichtig:

- Die Kernenergiestromerzeugung liegt bis rd. 2 TWh niedriger als in Szenario II a.
- Neue Bezugsrechte werden nicht notwendig.
- Die Stromerzeugung auf Basis Wasserkraft verändert sich nicht.

In der folgenden Tabelle 5-27 ist die Struktur der Strombeschaffung für das Szenario III b jeweils Variante 1, Winterhalbjahr zusammengefasst. Die Abbildung 5-9 veranschaulicht die Struktur der Strombeschaffung für das Winterhalbjahr. Die detaillierten Werte sind in Anhang II enthalten.

**Tabelle 5-27: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr
(Szenario IIIb, Variante 1)**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraftwerke	14.2	14.6	14.8	15.3	15.6
Kernkraftwerke	12.8	12.4	11.9	10.8	10.3
Konv.-thermische KW	1.1	1.4	1.7	2.2	2.5
- bestehende KW/WKK 1)	1.1	1.4	1.5	1.6	1.7
- neue KW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.2	0.7	0.9
Andere Energien	0.0	0.0	0.4	0.9	1.2
Mittlere Nettoerzeugung	28.1	28.4	28.8	29.3	29.7
Importe:	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- Bezugsrechte	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	5.3	7.8	5.4	1.8	1.3
- Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.7	1.7	1.1
- Ubrige Exporte	3.6	6.1	3.7	0.1	0.2
Mittlerer Saldo	0.0	1.0	3.3	3.3	3.1
Mittlere Beschaffung	28.1	29.4	32.1	32.5	32.8
Landesverbrauch	28.1	29.4	32.1	32.5	32.8

1) inkl. KVA, ARA, Deponiegas

prognos 1996

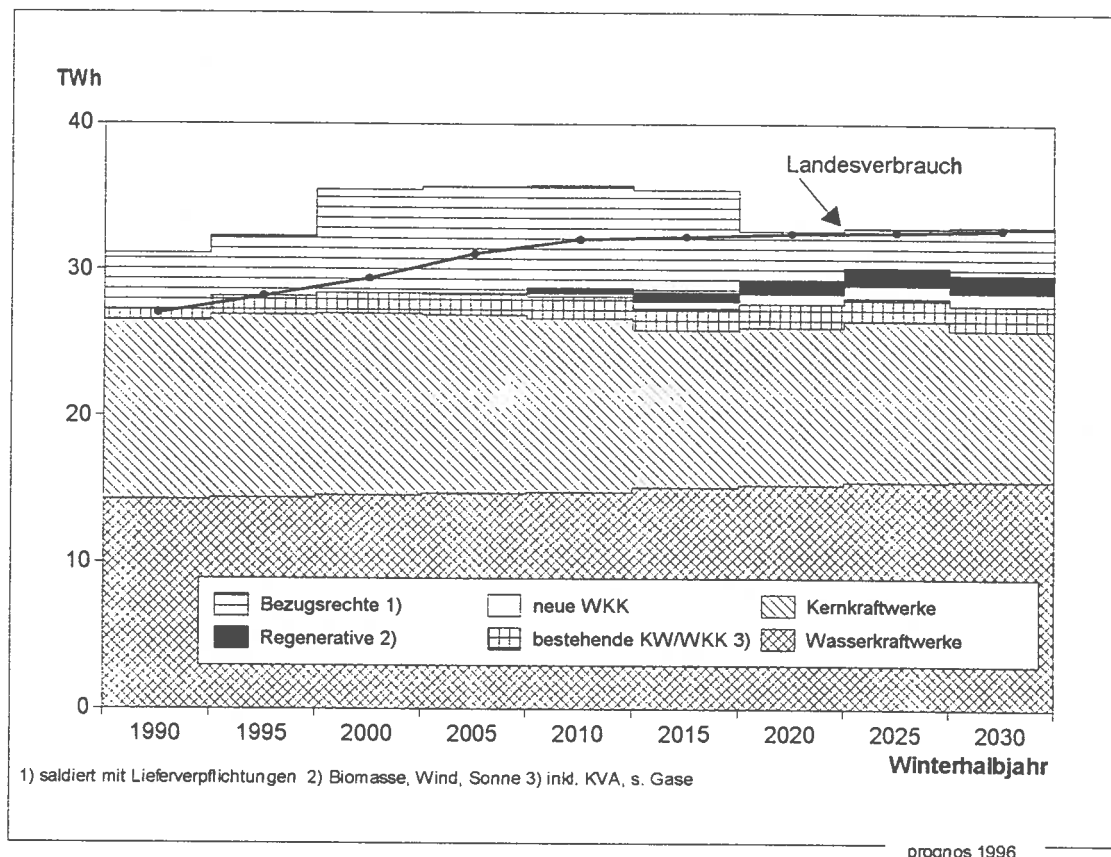
**Tabelle 5-28: Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern,
Szenario IIIb "Solarinitiative", Variante 1, Hydrolog. Jahr, TWh**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraft	33.1	34.1	34.8	35.4	36.0
Kernenergie	21.9	22.6	21.7	19.7	18.8
Mineralöle	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erdgas	0.4	0.8	1.4	2.1	2.5
	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1
Abfälle, ARA 1)					
Wind	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3
Holz	0.0	0.0	0.4	0.8	1.1
Sonne	0.0	0.0	0.1	0.4	0.5
Summe	56.8	58.9	59.9	60.1	60.6

1) Inkl. Deponiegas, Biogas

prognos 1996

**Abbildung 5-10: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Szenario IIIb (Variante 1: Kernenergie und Bezug)**



(4) In der **Variante 2, "Wärme- und Kälte-Kopplung und fossil-thermische Kraftwerke"** sind die Erzeugungspotentiale, die durch die Solarinitiative gefördert werden und zum Einsatz kommen, notwendigerweise identisch mit denen in Variante 1. Der Zuwachs gegenüber II a, Variante 2, liegt jedoch niedriger, weil in II a, Variante 2 bereits ein etwas höherer Ausbau der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger erwartet wird als in Variante 1. Der Unterschied beträgt rd. 250 GWh.

In der Variante 2 sind annahmegemäss die Deckungslücken, die durch die Stilllegung der Kraftwerke und die Nichtaufstockung der Bezugsrechte nach 2010 entstehen, durch fossil-thermische Kraftwerke zu decken. Gegenüber dem Referenzfall II a ist der Deckungsbeitrag, der durch fossil-thermische Kraftwerke zu erbringen ist, etwas geringer. Das liegt daran, dass

- der Stromverbrauch niedriger liegt und
- die Stromerzeugung der regenerativen Energieträger zunimmt.

Allerdings gehen mit den Einsparungen im Wärmebereich auch die WKK-Stromerzeugungspotentiale deutlich zurück. Das erkennt man daran, dass im Vergleich zu Szenario II a, Variante 2, die WKK-Stromerzeugung um bis zu 1,2 TWh niedriger ausfällt, während demgegenüber der Zubaubedarf an neuen Kondensationsblöcken sich kaum verändert (vgl. Tabelle 5-29 und Abbildung 5-10).

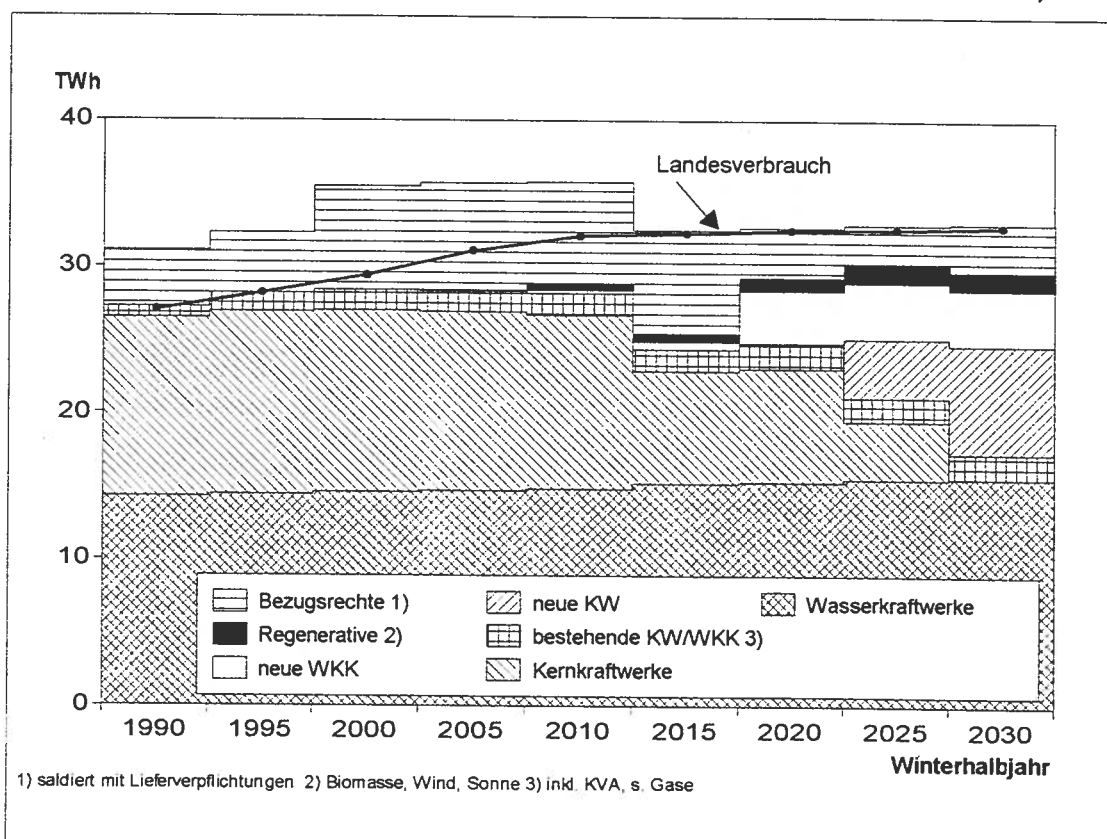
**Tabelle 5-29: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr
(Szenario IIIb, Variante 2)**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraftwerke	14.2	14.6	14.8	15.3	15.6
Kernkraftwerke	12.8	12.4	11.9	7.8	0.0
Konv.-thermische KW	1.1	1.4	1.7	5.3	12.9
- bestehende KW/WKK 1)	1.1	1.4	1.5	1.6	1.7
- neue KW	0.0	0.0	0.0	0.1	7.4
- neue WKK	0.0	0.0	0.2	3.6	3.8
Andere Energien	0.0	0.0	0.4	0.9	1.2
Mittlere Nettoerzeugung	28.1	28.4	28.8	29.3	29.7
Importe:	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- Bezugsrechte	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	5.3	7.8	5.4	1.8	1.3
- Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.7	1.7	1.1
- Ubrige Exporte	3.6	6.1	3.7	0.1	0.2
Mittlerer Saldo	0.0	1.0	3.3	3.3	3.1
Mittlere Beschaffung	28.1	29.4	32.1	32.5	32.8
Landesverbrauch	28.1	29.4	32.1	32.5	32.8

1) inkl. KVA, ARA, Deponiegas

prognos 1996

**Abbildung 5-11: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Szenario IIIb (Variante 2: WKK und foss.-thermische Kraftwerke)**



1) saldiert mit Lieferverpflichtungen 2) Biomasse, Wind, Sonne 3) inkl. KVA, s. Gase

prognos 1996

**Tabelle 5-30: Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern,
Szenario IIIb "Solarinitiative", Variante 2, Hydrolog. Jahr, TWh**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraft	33.1	34.1	34.8	35.4	36.0
Kernenergie	21.9	22.6	21.7	14.2	0.0
Mineralöle	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erdgas	0.4	0.8	1.3	6.7	16.8
Abfälle, ARA ¹⁾	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
Wind	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3
Holz	0.0	0.0	0.4	0.8	1.1
Sonne	0.0	0.0	0.1	0.4	0.5
Summe	56.8	58.9	59.9	59.2	56.3

1) Inkl. Deponiegas, Biogas

prognos 1996

(5) Die Quantifizierung der **Stromerzeugungskosten in Szenario III b** basiert wiederum auf den effektiven Kosten der einzelnen Erzeugungstechnologien. Das bedeutet, dass die Fördermittel, die bei der Stromerzeugung durch regenerative Energieträger oder WKK gewährt werden, in die Kostenberechnung nicht mit einbezogen werden, da sie die Kostenkomponenten selbst nicht tangieren.

Zunächst zur **Variante 1**: Durch den wachsenden Anteil der regenerativen Stromerzeugung, insbesondere der solaren Stromerzeugung, und der WKK-Stromerzeugung nehmen die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten gegenüber der Referenzentwicklung in II a zu: In 2010 liegen die Kosten um 0,2 Rp./kWh (3 %) höher, in 2030 beträgt der Unterschied +0,5 Rp./kWh (knapp 6 %). Der Unterschied ist vergleichsweise gering, erklärt sich aber dadurch, dass für die Photovoltaik-Stromerzeugung ein kräftiger Rückgang der Erzeugungskosten erwartet wird (EBP/ECOPLAN, 1996).

In **Variante 2** sind die Unterschiede in den Erzeugungskosten gegenüber Szenario II a, Variante 2, gering (+ 3 % in 2010, + 1 % in 2020). Dies hat seine Ursache darin, dass sich die Struktur der Stromerzeugung in den beiden Szenarien nicht stark voneinander unterscheidet. Der zwar höhere Anteil der regenerativen Stromerzeugung im Szenario III b kann wegen der abnehmenden Kosten im Laufe der Zeit die Durchschnittskosten nicht signifikant beeinflussen.

**Tabelle 5-31: Durchschnittskosten der Beschaffung / Kernenergie und Bezug,
Rp/kWh (real 1995) (Szenario IIIb, Varianten 1 und 2)**

	1993	2000	2010	2020	2030
Variante 1	6.2	6.7	7.2	7.9	9.1
Variante 2	6.2	6.7	7.2	8.0	10.0

5.7 Rechnung für Szenario IIIc

5.7.1 Energiepolitik

(1) Die Kombination der Solarinitiative (Szenario IIb) mit der Energie-Umwelt-Initiative (Szenario IIIa) wird durch Szenario IIIc abgebildet. Neben der Förderung der Sonnenenergienutzung und der effizienten und nachhaltigen Energienutzung wird daher eine jährliche Verteuerung der nicht-erneuerbaren Energieträger unterstellt. Die im Sinne der E-U-Initiative erhobenen Mittel werden vollständig zurückverteilt. Szenario IIa bildet die Referenz. Die Instrumente des Kombinationsszenarios bestehen in der Erhebung einer Abgabe von 0,5 Rp/kWh auf nicht-erneuerbare Energieträger, die für die gezielte Förderung der Solarenergienutzung verwendet wird, und in der Erhebung einer E/U-Abgabe auf die nicht-erneuerbaren Energieträger zur Erreichung der Zielsetzung, die beginnend ab 2003 jedes Jahr um 3,5 % erhöht wird, bei Elektrizität um 2 %. Die Verteilung der Mittel aus dem Solarrappen entspricht der Vorgabe, d.h. mindestens 50 % für die Förderung der Solarenergie.

(2) Die vorgesehenen Massnahmen der beiden Volksinitiativen beeinflussen die Struktur der Stromversorgung über

- den geringeren Elektrizitätsverbrauch
- die E/U-Abgabe auf die Strompreise bzw. auf den Einsatz nicht-erneuerbarer Energieträger und
- die Förderung der erneuerbaren Energieträger in der Stromerzeugung.

Die kombinierten Auswirkungen der beiden Volksinitiativen auf den Elektrizitätsverbrauch, gemessen am Landesverbrauch zeigt Tabelle 5-32. Bis 2020 wird gegenüber II a eine Verminderung um 3,2 TWh (5,4 %) erreicht, bis 2030 beträgt sie 5,4 TWh (-9,1 %).

Tabelle 5-32: Entwicklung und Struktur des Elektrizitätsverbrauchs 1990 - 2030, Szenario III c, TWh

	1990	2000	2010	2020	2030
Landesverbrauch (Hydrologisches Jahr)	49,6	53,2	57,2	56,0	54,2
Winter	27,1	29,4	31,7	31,2	30,3
Sommer	22,5	23,9	25,5	24,8	23,9
Veränderungen des Landesverbrauchs gegenüber Szenario II a:					
in TWh		0	-1,3	-3,2	-5,4
in %		0	-2,3	-5,4	-9,1

5.7.2 Ergebnisse für die Varianten 1 und 2

(1) Die Auswirkungen der beiden Initiative auf die Strombedarfsdeckung insgesamt sind beachtlich, da sie sich überwiegend ergänzen. Auch die Ausnutzung der verfügbaren Biomasse-Potentiale bereits durch die E/U-Abgabe hindert eine verstärkte Nutzung der regenerativen Energieträger nicht, wenn die dadurch frei werdenden Mittel zur Förderung anderer regenerativer Stromerzeugung eingesetzt würden:

- Durch die E/U-Initiative werden zusätzliche Stromerzeugungspotentiale vor allem bei der Biomasse, beim Wind und bei erneuerbaren Gasen erreicht (vgl. Kapitel 5.5).
- Bei der Solarinitiative ist die Struktur anders: Hier stehen die verstärkte Nutzung der Solarenergie (Photovoltaik), der WKK (fossile Brennstoffe) und die Biomasse im Vordergrund (vgl. Kapitel 5.6).

In Tabelle 5-33 sind die Wirkungen beider Initiativen integriert und als zusätzliche (im Vergleich zu II a) Stromerzeugungspotentiale ausgewiesen. Die Tabelle enthält nicht allein die regenerativen Einsatzpotentiale, sondern auch die zusätzliche Erzeugung mit fossilen WKK-Anlagen. Jedoch macht der Anteil der regenerativen Stromerzeugung mit 4 TWh in 2030 rd. 3/4 der ausgewiesenen Potentiale aus. Mit 5,4 TWh liegen die Potentiale damit genau so hoch wie die Reduzierung des Stromverbrauchs. Insgesamt beträgt der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Stromerzeugung in 2020 knapp 6 %, in 2030 dann immerhin über 9 %.

Tabelle 5-33: Zusätzliche Stromerzeugungspotentiale auf Basis regenerativer Energiequellen und fossiler WKK, im Szenario III c gegenüber II a (Variante 1), in GWh

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
KVA	0	0	0	0	0	0
kleine WKK-Anlagen	20	80	98	117	135	190
ARA	15	60	67	73	80	85
Deponiegas	0	0	0	0	0	0
Sonstige Gase (Biogas)	5	20	32	43	55	105
Biomasse (Holz)	18	453	959	1465	1960	2254
Photovoltaik	8	67	207	348	489	482
Wind	30	65	240	415	625	1115
fossile WKK-Anlagen	49	395	711	1027	1348	1378
Insgesamt	125	1060	2216	3372	4557	5420

(2) Rechnet man beide Effekte zusammen, den verminderten Stromverbrauch in Höhe von 5,4 TWh und die zusätzliche Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger und WKK mit ebenfalls 5,4 TWh (jeweils in 2030), so wird die Stromerzeugung im Szenario III c

also mit knapp 11 TWh tangiert. Das sind bezogen auf die Strombeschaffung von Szenario II a insgesamt immerhin 18 %, bezogen auf die Strombeschaffung ohne Wasserkraft sogar 45 %. Entsprechend stark sind die Auswirkungen, die sich für die Struktur der Stromversorgung ergeben. Sie betreffen insbesondere die Bezugsrechte und die Stromerzeugung auf Basis Kernenergie:

- Ausser den vertraglich gesicherten Strombezugsrechten aus dem Ausland werden keine zusätzlichen Abschlüsse benötigt. Sie liegen daher um 0,2 bis 0,8 TWh niedriger als in II a.
- Die Kernenergiestromerzeugung geht im Vergleich zum Referenzszenario II a stark zurück: In 2020 liegt sie knapp 1/3 unter den Vergleichswerten von II a, in 2030 beträgt der Rückgang sogar mehr als die Hälfte. Das bedeutet, dass die im Laufe der Zeit stillzulegenden Kernkraftwerke langfristig etwa nur zur Hälfte ersetzt werden müssten.

Die dargestellten Veränderungen in der Struktur der Strombeschaffung sind in der Tabelle 5-34 für das Winterhalbjahr ausgewiesen. Die effektiven Produktionswerte sind für alle Zwischenjahre sowie für Winter und Sommer getrennt im Anhang II zusammengestellt. Abbildung 5-11 zeigt die Zusammenhänge für das Winterhalbjahr.

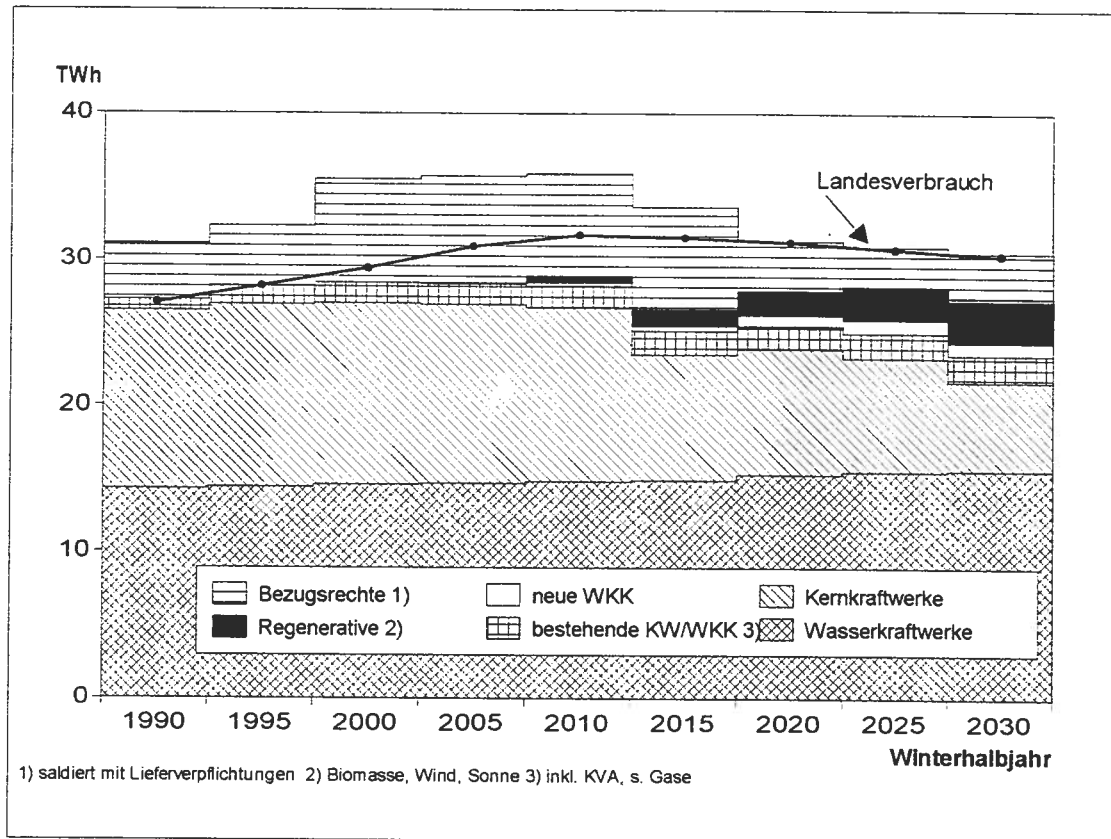
Tabelle 5-34: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr (Szenario IIIc, Variante 1)

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraftwerke	14.2	14.6	14.8	15.3	15.6
Kernkraftwerke	12.8	12.4	11.9	8.6	6.1
Konv.-thermische KW	1.1	1.4	1.7	2.3	2.7
- bestehende KW/WKK 1)	1.1	1.4	1.5	1.6	1.8
- neue KW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.2	0.7	0.9
Andere Energien	0.0	0.0	0.5	1.7	2.8
Mittlere Nettoerzeugung	28.1	28.4	29.0	28.0	27.2
Importe:	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- Bezugsrechte	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	5.3	7.8	6.0	1.8	1.3
- Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.7	1.7	1.1
- Ubrige Exporte	3.6	6.1	4.3	0.1	0.2
Mittlerer Saldo	0.0	1.0	2.7	3.3	3.1
Mittlere Beschaffung	28.1	29.4	31.7	31.2	30.3
Landesverbrauch	28.1	29.4	31.7	31.2	30.3

1) inkl. KVA, ARA, Deponiegas

prognos 1996

**Abbildung 5-12: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Szenario IIIc (Variante 1: Kernenergie und Bezug)**



**Tabelle 5-35: Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern,
Szenario IIIc "Kombination IIIa und IIIb", Variante 1, Hydrolog. Jahr, TWh**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraft	33.1	34.1	34.8	35.4	36.0
Kernenergie	21.9	22.6	21.7	15.7	11.1
Mineralöle	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erdgas	0.4	0.8	1.3	2.1	2.6
Abfälle, ARA ¹⁾	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
Wind	0.0	0.0	0.2	0.6	1.4
Holz	0.0	0.0	0.5	1.6	2.4
Sonne	0.0	0.0	0.1	0.4	0.6
Summe	56.8	58.9	60.2	57.4	55.8

1) Inkl. Deponiegas, Biogas

prognos 1996

(3) Die Stromerzeugungspotentiale durch regenerative Energieträger und förderbedingte fossile WKK sind in der **Variante 2** identisch mit denen der Variante 1. Im Vergleich zu den entsprechenden Referenzwerten des Szenario II a liegt die Zusatzerzeugung jedoch in 2030 um rd. 250 GWh niedriger, bedingt dadurch, dass in Szenario II a, Variante 2, die Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern um 250 GWh über den werten von Variante 1 liegt.

In der Variante 2 werden die stillgelegten Kernkraftwerke und die auslaufenden Bezugsrechte durch fossil-thermische Stromerzeugung auf Basis WKK oder Kondensationserzeugung ersetzt. Aufgrund des um bis zu 9 % niedrigeren Stromverbrauchs und den erhöhten Einsatz regenerativer Energieträger verringert sich der durch fossile Kraftwerke zu deckende Teil des Strombedarfs beträchtlich. Gegenüber II a liegt die fossile Stromerzeugung durch neue Kraftwerke in 2020 fast 70 % tiefer, in 2030 sind es noch über 45 %. Allerdings verringert sich der Anteil der WKK-Stromerzeugung, weil durch die kräftigen Einsparungen im Wärmebereich die entsprechenden WKK-Potentiale in ähnlichem Umfang zurückgehen (Reduktion gegenüber II a über 50 %).

Dadurch ist es auch im Szenario III c erforderlich, fossil-thermische GuD-Kondensationskraftwerke zuzubauen. Dieser Zubau wird zwar erst nach 2020 erforderlich, entspricht dann in 2030 aber einer Produktion von 4,8 TWh (zu den Detailangaben siehe Anhang II und Abbildung 5-12). In den Tabellen 5-36 und 5-37 sind die Veränderungen dargestellt.

**Tabelle 5-36: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr
(Szenario IIIc, Variante 2)**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraftwerke	14.2	14.6	14.8	15.3	15.6
Kernkraftwerke	12.8	12.4	11.9	7.8	0.0
Konv.-thermische KW	1.1	1.4	1.7	3.1	8.8
- bestehende KW/WKK 1)	1.1	1.4	1.5	1.6	1.8
- neue KW	0.0	0.0	0.0	0.0	4.8
- neue WKK	0.0	0.0	0.2	1.5	2.2
Andere Energien	0.0	0.0	0.5	1.7	2.8
Mittlere Nettoerzeugung	28.1	28.4	29.0	28.0	27.2
Importe:	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- Bezugsrechte	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	5.3	7.8	6.0	1.8	1.3
- Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.7	1.7	1.1
- Ubrige Exporte	3.6	6.1	4.3	0.1	0.2
Mittlerer Saldo	0.0	1.0	2.7	3.2	3.1
Mittlere Beschaffung	28.1	29.4	31.7	31.2	30.3
Landesverbrauch	28.1	29.4	31.7	31.2	30.3

1) inkl. KVA, ARA, Deponiegas

prognos 1996

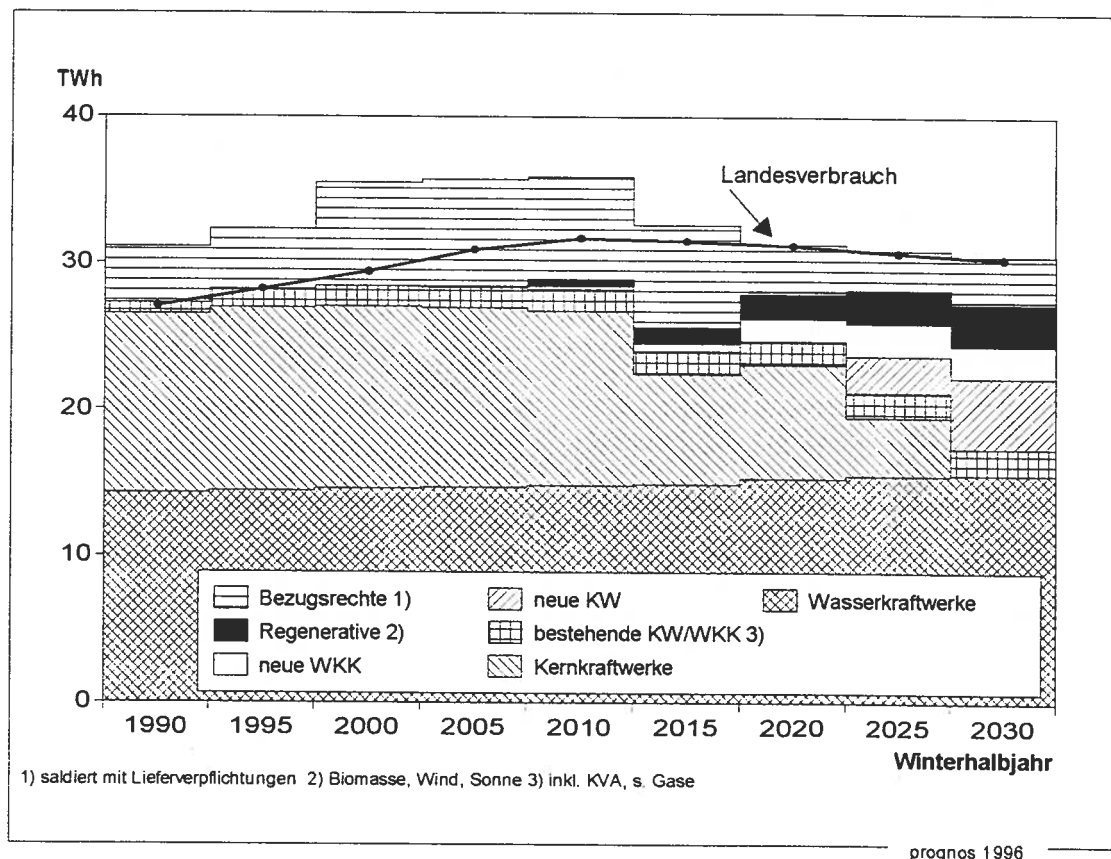
**Tabelle 5-37: Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIIc
"Kombination IIIa und IIIb", Variante 2, Hydrolog. Jahr, TWh**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraft	33.1	34.1	34.8	35.4	36.0
Kernenergie	21.9	22.6	21.7	14.2	0.0
Mineralöle	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erdgas	0.4	0.8	1.3	3.4	11.0
Abfälle, ARA ¹⁾	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
Wind	0.0	0.0	0.2	0.6	1.4
Holz	0.0	0.0	0.5	1.6	2.4
Sonne	0.0	0.0	0.1	0.4	0.6
Summe	56.8	58.9	60.2	57.1	53.0

1) Inkl. Deponiegas, Biogas

prognos 1996

**Abbildung 5-13: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Szenario IIIc (Variante 2: WKK und foss.-thermische Kraftwerke)**



(4) Die **Stromerzeugungskosten** in diesem Szenario III c werden, wie in den anderen Szenarien auch, von der Inputseite her betrachtet. Die Abgaben, die ab Klemme Kraftwerk erhoben werden, das sind sowohl die E/U-Abgabe als auch der Solarrappen, gehen also nicht in die Berechnung der Stromerzeugungskosten ein, da diese von den Abgaben nicht berührt werden. Anders bei den Energieabgaben auf die Brennstoffe, wenn sie zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Sie beeinflussen die Stromerzeugungskosten unmittelbar.

Zunächst zu den Ergebnissen in **Variante 1**: Der höhere Anteil der Stromerzeugung auf regenerativer Basis als auch der Zugang an fossiler WKK-Stromerzeugung erhöht die Stromerzeugungskosten gegenüber den Referenzwerten von II a. Stärkere Kostenerhöhungen treten erst 2020 auf. Hier liegen sie knapp unter 8 %, in 2030 etwas mehr als 9 % über den Werten von II a.

In **Variante 2** liegt der Kostenanstieg zunächst in etwa der gleichen Höhe wie in Variante 1. In 2025 und später, wenn GuD-Kraftwerke zur Bedarfsdeckung hinzugebaut werden, steigen die Stromerzeugungskosten aufgrund der E/U-Abgaben beträchtlich an. In 2025 liegen sie um 13,5 %, in 2030 um fast 19 % über den Erzeugungskosten von Szenario II a (Variante 2).

Tabelle 5-38: Durchschnittskosten der Beschaffung, Szenario IIIc

	1993	2000	2010	2020	2030
Variante 1	6.2	6.7	7.2	8.1	9.4
Variante 2	6.2	6.7	7.2	8.5	11.7

5.8 Rechnung für Szenario IIId

5.8.1 Energiepolitik

(1) Das Szenario III d stellt eine Modifikation des Szenarios III b (Solarinitiative) dar. die Modifikation bezieht sich auf folgende zwei Elemente:

1. Abgabesatz: Der Solarrappen ist halb so hoch wie in III b, maximal also 0,25 Rp./kWh.
2. Die 50 %-Vorgabe der Fördermittel für die Sonnenenergienutzung ist aufgehoben, die Fördermittel können zwischen den verschiedenen Energienutzungsbereichen frei verteilt werden.

Die übrigen Zielsetzungen der Solarinitiative, die direkte Förderung der Nutzung der Sonnenenergie (auf überbauten Flächen) und der rationellen Energieverwendung bleiben unverändert.

(2) Die Stromverbrauchseffekte sind weitgehend identisch mit denen von Szenario III b. Allerdings stehen geringere Mittel zur Förderung der regenerativen und WKK-Stromerzeugung zur Verfügung. Tabelle 5-39 fasst zunächst die Stromverbrauchseffekte für Szenario III d zusammen. Wie in III b sind die Minderungen relativ gering.

Tabelle 5-39: Entwicklung und Struktur des Elektrizitätsverbrauchs 1990 - 2030, Szenario III d, TWh

	1990	2000	2010	2020	2030
Landesverbrauch (Hydrologisches Jahr)	49,6	53,2	58,1	58,4	58,6
Winter	27,1	29,4	32,2	32,6	32,8
Sommer	22,5	23,9	25,9	25,8	25,8
Veränderungen des Landesverbrauchs gegenüber Szenario II a:					
in TWh		0	-0,4	-0,8	-1,0
in %		0	-0,7	-1,3	-1,7

5.8.2 Ergebnisse für die Varianten 1 und 2

(1) Im Vergleich zu Szenario III b liegt der Anteil, der von den verfügbaren Mitteln zur Förderung der Stromerzeugung durch regenerative Energieträger und WKK aufgebracht wird, in 2010 um fast 10 %-Punkte höher, das Fördervolumen liegt dagegen mit knapp 180 Mio Fr. um rd. 37 % tiefer als in III b. Noch stärker ist der Rückgang bis 2025. Dort werden nur noch 90 Mio Fr. diesen Nutzungsbereichen zugewiesen, das sind 63 % weniger als im Szenario

III b. Der Schwerpunkt liegt zunächst eindeutig bei der WKK-Förderung, langfristig ist die Verteilung relativ gleichmässig (vgl. Tabelle 5-40).

Tabelle 5-40: Verteilung der Fördermittel der Solarinitiative für die Stromerzeugung, Mio Fr.

	2010	2025
Direkte Sonnenenergie (PV)	20	30
Indirekte Sonnenenergie	54	27
fossile WKK	104	33
Summe	178	90

(2) Die Auswirkungen dieser Fördermassnahmen auf die gegenüber II a zusätzlich erreichbaren Strompotentialen sind beachtlich. Im Vergleich zu den Auswirkungen in III b liegen sie im Durchschnitt nur um rd. 22 % tiefer, obwohl wie gezeigt das Fördervolumen langfristig stark reduziert ist. Ursache ist die Konzentration auf die kostengünstigeren Bereiche:

- So unterscheidet sich die WKK-Stromerzeugung in diesem Szenario nicht wesentlich von III b.
- Die Stromerzeugung mit Biomasse (Holz) liegt um rd. 20 % tiefer, die solare Stromerzeugung reduziert sich dagegen um 75 %.

Tabelle 5-41: Zusätzliche Stromerzeugungspotentiale auf Basis regenerativer Energieträger und WKK im Szenario III d gegenüber Szenario II a (Variante 1), in GWh

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Photovoltaik	3	25	50	75	100	102
Wind	0	0	0	0	0	0
Biomasse (Holz)	24	220	388	557	725	741
fossile WKK-Anlagen	47	433	698	964	1230	1258
Insgesamt	74	678	1137	1596	2055	2101

1) Wind, Sonne, Biomasse

Die Struktur der gesamten Strombeschaffung wird hierdurch folgendermassen tangiert:

- Die Kernenergiestromerzeugung vermindert sich um fast 2 TWh gegenüber Szenario II a.
- Neue Bezugsrechte werden auch in diesem Szenario nicht notwendig.

In der Tabelle 5-42 sind die Auswirkungen auf die Struktur der Strombeschaffung für das Szenario III d (Winterhalbjahr) zusammengefasst. Die Abbildung 5-14 veranschaulicht die Struktur der Strombeschaffung für das Winterhalbjahr.

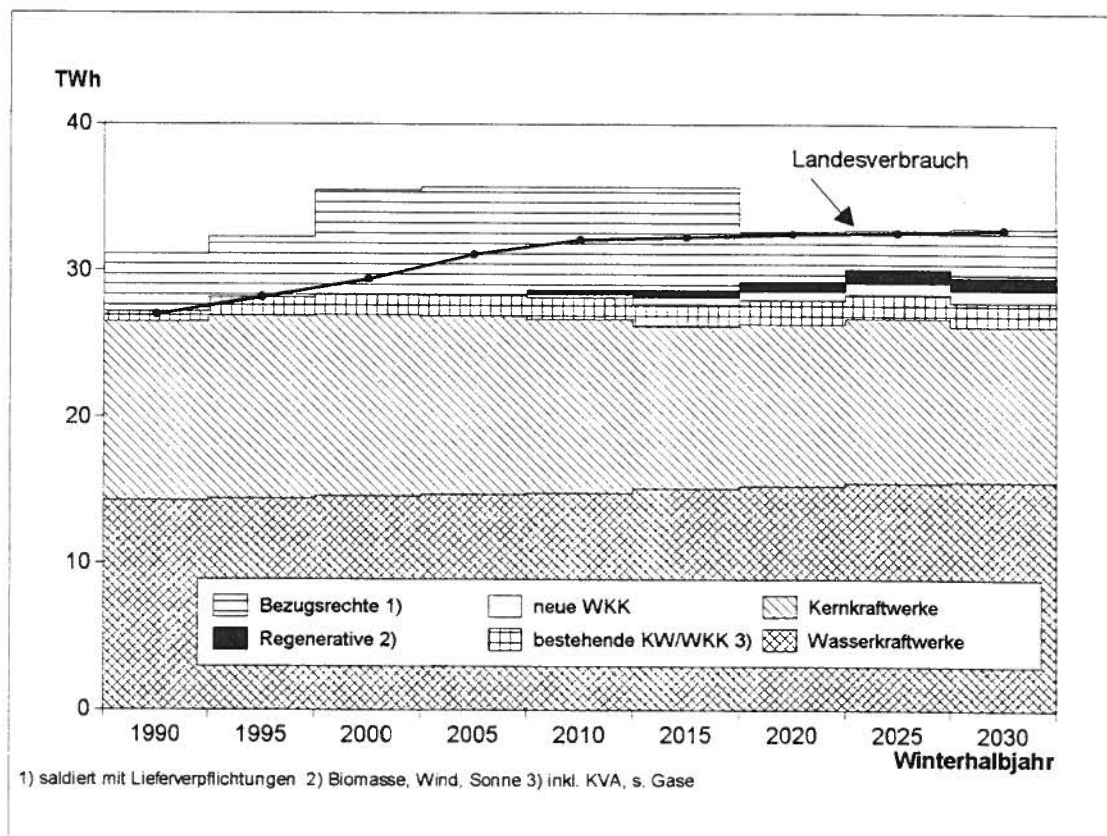
**Tabelle 5-42: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr
(Szenario IIIId, Variante 1)**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraftwerke	14.2	14.6	14.8	15.3	15.6
Kernkraftwerke	12.8	12.4	11.9	11.1	10.6
Konv.-thermische KW	1.1	1.4	1.7	2.2	2.5
- bestehende KW/WKK 1)	1.1	1.4	1.5	1.6	1.7
- neue KW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.2	0.6	0.8
Andere Energien	0.0	0.0	0.3	0.7	0.9
Mittlere Nettoerzeugung	28.1	28.4	28.7	29.3	29.7
Importe:	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- Bezugsrechte	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	5.3	7.8	5.2	1.8	1.3
- Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.7	1.7	1.1
- Ubrige Exporte	3.6	6.1	3.5	0.1	0.2
Mittlerer Saldo	0.0	1.0	3.5	3.3	3.1
Mittlere Beschaffung	28.1	29.4	32.2	32.5	32.8
Landesverbrauch	28.1	29.4	32.2	32.5	32.8

1) KVA, ARA, Deponiegas

prognos 1996

**Abbildung 5-14: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Szenario IIIId (Variante 1: Kernenergie und Bezug)**



prognos 1996

**Tabelle 5-43: Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario III d
"Modifikation Solarinitiative", Variante 1, Hydrolog. Jahr, TWh**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraft	33.1	34.1	34.8	35.4	36.0
Kernenergie	21.9	22.6	21.7	20.2	19.4
Mineralöle	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erdgas	0.4	0.8	1.3	2.0	2.4
Abfälle, ARA ¹⁾	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1
Wind	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3
Holz	0.0	0.0	0.3	0.7	0.9
Sonne	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2
Summe	56.8	58.9	59.8	60.1	60.7

1) Inkl. Deponiegas, Biogas

prognos 1996

(3) In der **Variante 2** werden annahmegemäss die Deckungslücken, die durch die Stilllegung der Kraftwerke und die Nichtaufstockung der Bezugsrechte nach 2010 entstehen, durch fossil-thermische Kraftwerke gedeckt. Gegenüber dem Referenzfall II a liegt der Zubaubedarf an fossil-thermischen Kraftwerken niedriger. Das liegt

- zum einen an dem zusätzlichen Stromerzeugungspotential durch regenerative Energieträger,
- zum anderen an dem etwas niedrigeren Stromverbrauch.

Die **zusätzlichen** Stromerzeugungspotentiale sind in Variante 2 um rd. 250 GWh niedriger, weil in Szenario II a, Variante 2, ein im selben Umfang höherer Ausbau der regenerativen Stromerzeugung unterstellt wird. Der Zubau an fossil-thermischen Stromerzeugungskapazitäten wird ab 2020 in stärkerem Masse erforderlich. Auf das Winterhalbjahr bezogen beträgt ihre Stromerzeugung in 2020 4 TWh, fast durchweg Strom aus WKK-Anlagen. Bis 2030 steigt die fossil-thermische Stromerzeugung auf 11,4 TWh, wovon jedoch lediglich 4,2 TWh (37 %) durch WKK-Erzeugung gedeckt werden kann, der Rest ist durch Kondensationsstrom zu decken. Gegenüber Szenario II a reduziert sich insgesamt die fossil-thermische Stromerzeugung um 0,7 bis 1,1 TWh (siehe nachfolgende Tabelle 5-44 und Abbildung 5-15).

**Tabelle 5-44: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, TWh Winterhalbjahr
(Szenario IIId, Variante 2)**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraftwerke	14.2	14.6	14.8	15.3	15.6
Kernkraftwerke	12.8	12.4	11.9	7.8	0.0
Konv.-thermische KW	1.1	1.4	1.7	5.5	13.1
- bestehende KW/WKK 1)	1.1	1.4	1.5	1.6	1.7
- neue KW	0.0	0.0	0.0	0.1	7.2
- neue WKK	0.0	0.0	0.2	3.9	4.2
Andere Energien	0.0	0.0	0.3	0.7	0.9
Mittlere Nettoerzeugung	28.1	28.4	28.7	29.3	29.7
Importe:	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- Bezugsrechte	5.3	8.8	8.7	5.1	4.4
- neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	5.3	7.8	5.2	1.8	1.3
- Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.7	1.7	1.1
- Ubrige Exporte	3.6	6.1	3.5	0.1	0.2
Mittlerer Saldo	0.0	1.0	3.5	3.3	3.1
Mittlere Beschaffung	28.1	29.4	32.2	32.5	32.8
Landesverbrauch	28.1	29.4	32.2	32.5	32.8

1) inkl. KVA, ARA, Deponiegas

prognos 1996

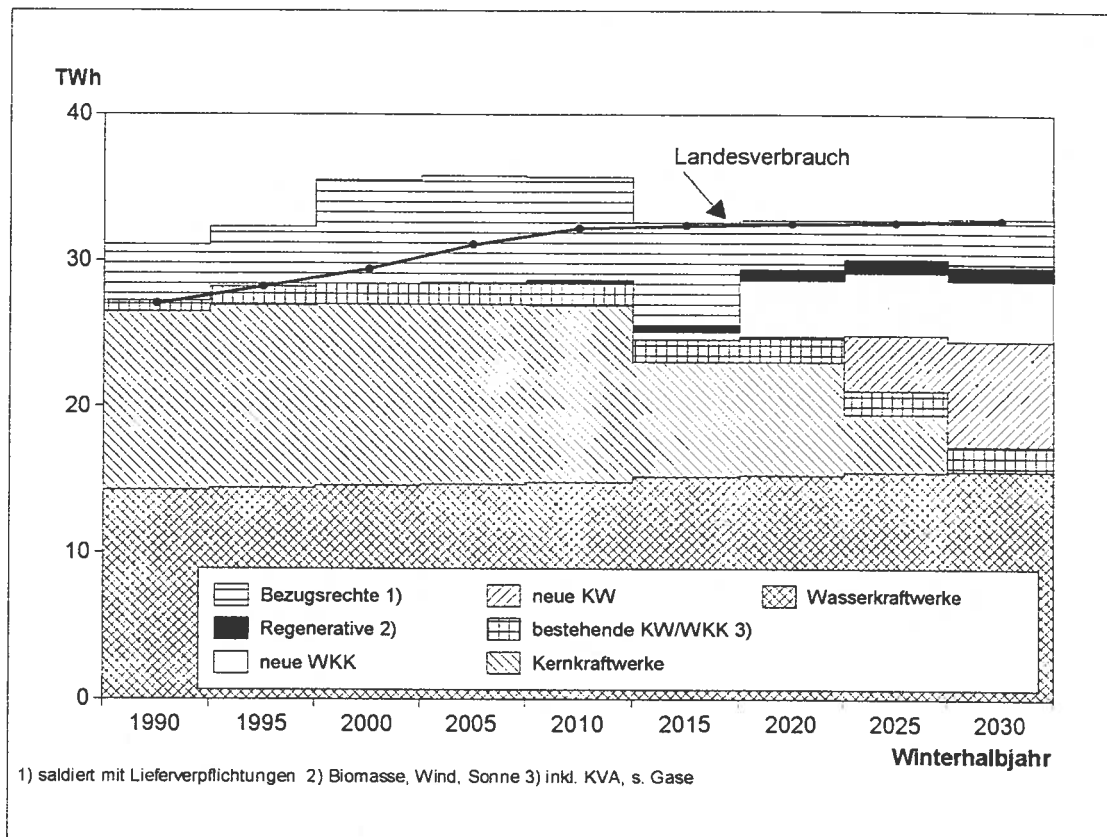
**Tabelle 5-45: Struktur der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, Szenario IIId
"Modifikation Solarinitiative", Variante 2, Hydrolog. Jahr, TWh**

	1993	2000	2010	2020	2030
Wasserkraft	33.1	34.1	34.8	35.4	36.0
Kernenergie	21.9	22.6	21.7	14.2	0.0
Mineralöle	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erdgas	0.4	0.8	1.3	7.0	17.2
Abfälle, ARA 1)	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
Wind	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3
Holz	0.0	0.0	0.3	0.7	0.9
Sonne	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2
Summe	56.8	58.9	59.8	59.2	56.2

1) Inkl. Deponiegas, Biogas

prognos 1996

Abbildung 5-15: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Szenario IIId (Variante 2: WKK und foss.-thermische Kraftwerke)



(3) Die Auswirkungen auf die **Stromerzeugungskosten** sind weitgehend identisch mit denen im Szenario III b. Durch die etwas geringere solare Stromerzeugung in diesem Szenario liegen die Kosten in **Variante 1** etwas unter denen im Szenario III b. Der Unterschied macht 0,1 bis 0,2 Rp./kWh aus. Gegenüber den Referenzwerten von Szenario II a liegen sie um etwa 0,3 TWh höher.

In Variante 2 sind die Unterschiede der Stromerzeugungskosten zwischen den angesprochenen Szenarien marginal. Im Maximum betragen sie 0,1 Rp./kWh.

Tabelle 5-46: Durchschnittskosten der Beschaffung, Szenario IIId

	1993	2000	2010	2020	2030
Variante 1	6.2	6.7	7.1	7.8	9.0
Variante 2	6.2	6.7	7.1	8.0	9.9

6. Entwicklung der CO₂-Emissionen in den Szenarien

6.1 Vorbemerkung

(1) Inhalt dieses Abschnitts ist die Quantifizierung der CO₂-Emissionen für die Szenarien des Stromangebots. Eine Besonderheit der CO₂-Emissionen liegt darin, dass für sie im Gegensatz zu den anderen Schadstoffen keine wirtschaftlich vertretbaren Rückhaltetechniken existieren, die CO₂-Emissionen sich daher je nach spezifischem Emissionsfaktor direkt proportional zum Brennstoffeinsatz der jeweiligen Energieträger verändern. Das bedeutet, dass die spezifischen Emissionsfaktoren sich nicht reduzieren lassen. Zur Berechnung der CO₂-Emissionen werden ausgehend von der Struktur der Strombeschaffung die kraftwerk-spezifischen Brennstoffeinsätze ermittelt und mit den spezifischen Emissionsfaktoren bewertet.

Als energiespezifische CO₂-Emissionsfaktoren werden folgende Werte zugrunde gelegt (kg CO₂/GJ):

Mineralölprodukte	73
HEL	73
Diesel	73
Erdgas	55

Industrieabfälle und erneuerbare Energien (Biomasse) werden von den CO₂-Emissionen her gesehen als "neutral" betrachtet und CO₂-mässig nicht bewertet. Eine CO₂-mässige Bewertung der gesamten Prozesskette, also z.B. inkl. Investitionen in Energieerzeugungsanlagen erfolgt nicht.¹⁾ Insofern wird auch die Stromerzeugung aus Kernenergie CO₂-mässig nicht bewertet.²⁾

(2) Im Zusammenhang mit der Frage nach der adäquaten Erfassung aller mit der Stromerzeugung und dem Stromverbrauch zusammenhängenden CO₂-Emissionen treten eine Reihe von Schwierigkeiten auf, die sich auf folgende Aspekte beziehen:

- die Problematik der CO₂-mässigen Bewertung des Stromaussenhandels,
- die mit dem Stromaussenhandel verwandte Frage nach den Exporten und Importen der grauen Energie,
- die Bewertung der mit dem WKK-Einsatz einhergehenden Substitution von CO₂-Emissionen in anderen Sektoren (Industrie, Haushalte, Kleinverbraucher).

1) Das BUWAL hat eine entsprechende Studie in Auftrag gegeben.

2) Die bei Förderung und Transport von Erdgas auftretenden Verluste von Methan, das sich nach heutiger Erkenntnis in der Atmosphäre anreichert und ebenfalls zum Treibhauseffekt beiträgt, sind ebenfalls nicht berücksichtigt.

(3) Aufgrund der hohen **Stromexport- und Stromimportmengen** über die Grenzen der Schweiz verdienen die "Aussenhandelsströme" bei der CO₂-Bewertung besondere Beachtung. Den internationalen Gepflogenheiten entsprechend werden die Emissionen in der Regel nach dem Verursachungsort (Gebiet der Stromerzeugungsanlage) bilanziert. Dieses Verfahren hat den nicht zu unterschätzenden Vorteil der Einfachheit. Länderübergreifende Verzerrungen durch Doppelzählungen oder Auslassungen von Emissionen können so ausgeschlossen werden.

Das Verfahren hat jedoch den Nachteil, dass es nicht "verursacherbezogen" ist. Verursacherbezogen würde bedeuten, dass die Bezieher des schweizerischen Exportstroms mit den durch ihren Bezug verursachten CO₂-Emissionen belastet und die Schweiz als Standort der Kraftwerke entlastet würde. Ebenso würden die mit dem schweizerischen Importstromverbrauch verbundenen CO₂-Emissionen, die ausserhalb des schweizerischen Territoriums entstehen, der schweizerischen CO₂-Bilanz angelastet.

Entscheidet man sich für diesen "verursachergerechten" Ansatz, dann taucht die Schwierigkeit auf, welches nun der "verursachergerechte" CO₂-Emissionsfaktor sein könnte, mit dem die jeweiligen Stromimporte und Stromexporte bewertet werden sollen. Ein häufiger Vorschlag ist die Bewertung mit den jeweils im Herkunftsland geltenden Emissionsfaktoren, wobei hier ein Durchschnittswert zugrunde gelegt wird, der sich entweder auf die mit dem jeweiligen landesspezifischen Kraftwerkspark erzeugte Kilowattstunde oder allein auf die liefernden Kraftwerke bezieht. Für die Exporte wären dies also die Faktoren des schweizerischen Erzeugungsgebietes, für die Importe die Faktoren der Lieferländer. Dieses Verfahren hätte allerdings die merkwürdige Konsequenz, dass die Bezieher von schweizerischem, gegenwärtig CO₂-freiem Strom nicht belastet und die Schweiz nicht entlastet würde. Gleichermassen würde die Schweiz durch den Stromimport nicht belastet, da er überwiegend aus französischen Kernkraftwerken stammt.

Stattdessen könnte man mit gutem Grund argumentieren, durch den Bezug von französischem Kernenergiestrom werde verhindert, dass er an anderen Orten (z.B. in Osteuropa) fossil erzeugten Strom ersetzen kann. Entsprechend wäre der Import CO₂-mässig zu belasten, auch wenn er CO₂-freien Kernenergiestrom darstellt. Die gleiche Argumentation könnte auch für den Export von CO₂-freiem schweizerischem Strom zugrunde gelegt werden. Aus diesen Zusammenhängen und aus der Tatsache, dass bereits ein europaweiter Stromverbund besteht (UCPTE), wird oft die Empfehlung abgeleitet, einen europaweiten Durchschnittsfaktor als UCPTE-Mix für jegliche Stromexporte und Stromimporte festzulegen.

Für die Schweiz hat die Tevoca in einer Studie das Problem der Bewertung von Stromimporten und Stromexporten behandelt (E2000 KOWA, 1995). Sie legte vier unterschiedliche Bewertungsmodelle zugrunde, die wie erwartet zu deutlich unterschiedlichen Ergebnissen führen. Eine Empfehlung für ein Bewertungsverfahren wird nicht ausgesprochen.

Für unsere Berechnungen haben wir zwei Verfahren zugrunde gelegt:

- Als Basisannahme wird die "Nullbewertung" des Strommaussenhandels zugrunde gelegt und diskutiert.
- Als Zusatz- und Vergleichsrechnung wird der UCPT-E-Mix als Emissionsfaktor entsprechend 136,1 t CO₂/TJ verwendet³⁾. Es wird davon ausgegangen, dass sich dieser Wert, unter der Annahme einer unveränderten Kraftwerksparkstruktur in Europa, zukünftig erniedrigt, da die Wirkungsgrade steigen werden. Dies darf allerdings nur als Näherungsrechnung interpretiert werden, da heute natürlich nicht gesagt werden kann, wie sich der europäische Kraftwerkspark zwischen 2010 und 2030 zusammensetzen bzw. wie er sich in seiner Zusammensetzung verändern wird.

(4) Bei der Problematik der **grauen Energietransporte** ist zu berücksichtigen, dass diese Bewertungsfrage grundsätzlich die Gesamtheit aller Güterimporte und Güterexporte betrifft. Eine methodische Lösung ist hier nicht in Sicht. Es muss also, wie bereits bei der CO₂-mässigen Erfassung der schweizerischen Energienachfrage auch bei der Behandlung der CO₂-Emissionen für die Angebotsperspektiven auf den Versuch einer expliziten Erfassung der grauen Energien ("grauen Emissionen") verzichtet werden.

(5) In der Variante 2 der Strombedarfsdeckung wird von einem kräftigen Ausbau der Wärme-Kraft-Kopplung ausgegangen. Mit der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme wird Wärme, die ansonsten bei getrennter Wärmeerzeugung in konventionellen hausinternen Anlagen erzeugt werden müsste, ersetzt. Die CO₂-Emissionen, die durch den Brennstoffverbrauch bei getrennter Erzeugung entstehen würden, können somit vermieden und den **CO₂-Emissionen der WKK-Anlage gutgeschrieben** werden.

Hierbei gilt es zu entscheiden, welcher Brennstoffmix bei der getrennt erzeugten Wärme zugrundegelegt werden soll, die durch WKK-erzeugte Wärme ersetzt wird. Dieser Mix bestimmt dann den spezifischen Faktor für die vermiedenen Emissionen. Wir gehen von folgenden Annahmen aus:

1. Basis sind die jeweils für die Haushalte, Dienstleistungen und Industrie geltenden Relationen der Brennstoffverbräuche zwischen Mineralölen und Erdgas.
2. Als Nutzungsgrad für die konventionell erzeugte Wärme werden Durchschnittswerte aus Öl- und Erdgasfeuerungen verwendet.
3. Für die Fern- und Nahwärmeverteilung werden durchschnittliche Verteilverluste von 3 % angesetzt.
4. Die durchschnittlichen CO₂-Emissionsfaktoren für die ersetzte Wärme wurden für die Industrie mit 62 kg/GJ und für die Haushalte und Dienstleistungen mit 69 kg/GJ ermittelt.

3) Gemäss Ökoinventarrechnung der ETHZ, einschliesslich der auf die Infrastruktur bezogenen CO₂-Emissionen.

6.2 Ergebnisse für Szenario I

(6) In der Tabelle 6-1 sind die **Ergebnisse** der CO₂-Emissionen für beide Varianten zusammengestellt. Basisannahmen sind **zunächst die "Nullbewertung" des Stromaussehens** und die Berücksichtigung der CO₂-Gutschriften für WKK-Anlagen. Daraus ergeben sich folgende Ergebnisse:

- In der Variante 1 sind die CO₂-Emissionen der Strombedarfsdeckung aufgrund der CO₂-freien Erzeugung mit Wasserkraft und auf Basis Kernenergie mit lediglich 0,7 Mio t CO₂ sehr gering. Da sich die Erzeugungsstruktur innerhalb des Betrachtungszeitraums nicht wesentlich ändert, verbleiben die CO₂-Emissionen auf dem niedrigen Niveau.
- In der Variante 2 liegen die CO₂-Emissionen bis 2010 ebenso hoch wie in Variante 1. Nach 2010, wenn WKK-Anlagen zugebaut werden, und vor allem nach 2020, wenn fossil-thermische Kondensationskraftwerke Strom liefern, steigen die CO₂-Emissionen deutlich. Bis 2020 steigen sie von 0,7 Mio t auf 2,3 Mio t, in 2030 liegen sie dann bei 6,1 Mio t. In diesen Werten sind die CO₂-Gutschriften bereits eingerechnet. Die CO₂-Gutschriften machen hierbei in 2020 2,3 Mio t CO₂ und in 2030 2,7 Mio t CO₂ aus.

Tabelle 6-1: Entwicklung der CO₂-Emissionen der Strombeschaffung, in Mio t. (Szenario I)

	1993	2000	2010	2020	2030
Variante 1					
Summe ohne Strom-Aussenhandel	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7
Summe mit Strom-Aussenhandel	-2.2	-2.1	0.5	0.7	1.2
Variante 2					
Summe mit Gutschrift (o.Aussenh.)	0.5	0.7	0.7	2.3	6.1
Summe mit Gutschrift (m.Aussenh.)	-2.2	-2.0	0.6	2.2	7.3

prognos 1996

Bezieht man nun die **Bewertung des Stromaussehens** in die Berechnungen mit ein (Bewertung mit dem UCPT-Mix), dann ändert sich das Bild:

- Gegenwärtig, bis etwa 2000, sind die CO₂-Emissionen der Strombeschaffung in der Schweiz deutlich negativ, d.h. der positive Exportüberschuss, der dem Ausland zugerechnet wird und die schweizerischen CO₂-Emissionen entlastet, überkompensiert die CO₂-Emissionen der inländischen Erzeugung.

Dieses "günstige" Bild verschlechtert sich zunehmend mit dem Rückgang des schweizerischen Exportüberschusses, der dann ab 2010 zu einem Importüberschuss führt. Im

Vergleich zum Ausgangswert von 1993 in Höhe von -2,2 Mio t verschlechtert sich die CO₂-Bilanz der Strombeschaffung bis 2030 in der Variante 1 auf + 1,2 Mio t. Dies entspricht einer Zunahme um 3,4 Mio t.

- Ein ähnlicher Verlauf ist auch für die Variante 2 feststellbar. Auch hier liegt der Endwert mit 7,3 Mio t für 2030 um 1,2 Mio t über dem entsprechenden Wert bei "Nullbewertung".

6.3 Exkurs: GuD-Wärmepumpenstrategie

(1) Unerfreuliche Begleiterscheinung der für Variante 2 unterstellten Strategien der Strombedarfsdeckung über WKK und fossil-thermische Kraftwerke ist, dass im Vergleich zur Variante 1 "Kernenergie und Bezug" die **CO₂-Emissionen** deutlich zunehmen. Trotz der Energieeinsparungen, die durch die WKK-Prozesse im Vergleich zur getrennten Erzeugung erzielt werden können, ergibt sich netto eine Zunahme der CO₂-Emissionen, wenn wie im Fall der Kernenergie CO₂-freie Stromerzeugung ersetzt wird. Hinzu kommt der CO₂-Ausstoss der zusätzlich benötigten GuD-Kondensationsblöcke.

(2) Eine Möglichkeit, diesen Mehrausstoss zu vermeiden oder wenigstens zu dämpfen, wird in einer **GuD-Wärmepumpenstrategie** gesehen. Diese Strategie geht davon aus, durch den vermehrten Einsatz von Elektrowärmepumpen konventionell erzeugte fossile Wärme (für Heizung und Warmwasser) durch Umgebungswärme zu ersetzen und den durch den Einsatz der Wärmepumpen benötigten Strommehrbedarf durch effiziente GuD-Anlagen zu decken. Es wird erwartet, hierdurch netto CO₂-Emissionen einzusparen.⁴⁾ Wir wollen an dieser Stelle kurz die Möglichkeiten einer solchen Strategie diskutieren und bewerten. In einem ersten Schritt werden die CO₂-Bilanzen einer konventionellen Wärmeerzeugung auf Basis Brennkessel mit Erdgas als Brennstoff mit der Wärmepumpenstrategie einander gegenübergestellt. Folgende Annahmen wurden hierfür getroffen:

- die durchschnittliche Leistungsziffer der Wärmepumpe liegt bei 2,5;⁵⁾
- der Nutzungsgrad der GuD-Anlagen wird auf 0,57 angenommen;
- der Nutzungsgrad der konventionellen Wärmeerzeugung inkl. Wärmeverteilung beträgt 0,88.
- der durchschnittliche CO₂-Faktor der Energieträger, die durch Umgebungswärme ersetzt werden, liegt bei 67 kg/GJ (CO₂-Gutschrift).

Geht man von diesen Annahmen aus, dann errechnen sich, gemessen an einem Nutzwärmebedarf von 1 GWh, Nettoeinsparungen an CO₂-Emissionen von insgesamt 131 kg, wobei bei der konventionellen Erzeugung des Wärmebedarfs CO₂-Emissionen in Höhe von 274 kg

4) Der Einsatz von zusätzlich WKK-Anlagen zur Deckung des Strommehrbedarfs ist ausgeschlossen, da die WKK-Potentiale, wie oben beschrieben, bereits ausgeschöpft sind.

5) Der Durchschnittswert der gegenwärtig in Betrieb befindlichen Anlagen wird von Eicher & Pauli AG auf 2.4 geschätzt.

anfallen, denen 143 kg CO₂-Emissionen bei der GuD-Wärmepumpenstrategie gegenüberstehen.

Bei ungünstigeren Parameterkonstellationen, als sie oben angenommen wurden, können die nettoeingesparten CO₂-Emissionen der GuD-Wärmepumpenstrategie deutlich geringer sein, sogar ganz verschwinden, so z.B., wenn die Leistungsziffer der Wärmepumpen unter 1,5 liegt, der CO₂-Faktor für die ersetzten Energieträger einen geringeren Wert aufweist und/oder der Wirkungsgrad der GuD-Anlage etwas niedriger liegt.

(3) Überträgt man die unterstellten Ausgangsbedingungen auf die mit der WKK-/GuD-Strategie einhergehenden CO₂-Emissionen, dann zeigt sich folgendes Bild. Als Ausgangspunkt seien die Jahre 2025 und 2030 zugrundegelegt, bei denen die WKK-Stromerzeugungspotentiale ausgeschöpft werden und zusätzlich 7,1 bzw. 12,4 TWh aus fossil-thermischen Anlagen bereitgestellt werden müssen. Unter der Annahme

- eines durchschnittlichen Gesamtnutzungsgrades aller WKK-Anlagen von 88 %,
- einer durchschnittlichen Stromkennziffer von 0,75 und damit eines elektrischen Wirkungsgrades der WKK-Anlagen von durchschnittlich 38 %,
- eines durch Spitzenkessel (Nutzungsgrad 90 %) zu deckenden Wärmebedarfs von 25 %,
- eines durchschnittlichen Nutzungsgrades der GuD-Anlagen von 57 % und
- eines durchschnittlichen CO₂-Faktors (Haushalte, Dienstleistungen, Industrie) der durch die Fern- bzw. Nahwärme ersetzten Energieträger von 67 kg/GJ

ergeben sich in 2025 die in Abschnitt 6.2 dargestellten CO₂-Mehremissionen in Höhe von knapp 3,7 Mio. t CO₂ und in 2030 in Höhe von 5,3 Mio. t CO₂. Ziel ist es nun, diese zusätzlichen CO₂-Emissionen durch die definierte Wärmepumpenstrategie voll zu kompensieren. Die Simulationsrechnungen zeigen, dass dies unter den gesetzten Annahmen nur erreicht werden kann, wenn folgende Bedingungen für das Jahr 2020 erfüllt sind:

- rd. 150 PJ des Wärmebedarfs sind durch Wärmepumpen zu decken, 95 PJ werden als Umgebungswärme gewonnen.
- Der zusätzliche Stromverbrauch der Wärmepumpen beträgt somit 17,5 TWh⁶⁾.

6) ohne Hilfsenergie.

- Geht man von durchschnittlichen Nutzungsdauern der eingesetzten Wärmepumpen von 1.500 bis 1.700 l aus, dann beträgt die installierte Anschlussleistung aller Wärmepumpen zusammen 10,3 und 11,6 GW (elektrisch).
- Die Anschlussleistung der heute installierten Wärmepumpen liegt bei durchschnittlich 15 kW_{el}. Davon ausgehend müssten in 2030 über 700 Tsd. Wärmepumpen entsprechender Grössenordnung installiert sein.

Vorliegende Schätzungen zu den Wärmepumpenpotentialen zeigen, dass entsprechend günstige Potentiale in der geforderten Grössenordnung von 95 PJ für Umgebungswärme nicht vorhanden sind, insbesondere nicht, um durchschnittliche Leistungsziffern von 2,5 zu erzielen. Insbesondere fehlen günstige Wärmequellen in den Agglomerationen, in denen ein Grossteil des Wärmebedarfs anfällt. Die Gesamtpotentiale für Umgebungswärme werden von EBP auf 54 PJ geschätzt (EBP, 1996). Diese enthalten allerdings auch Wärmequellen, die eine monovalente Betriebsweise der Wärmepumpen mit durchschnittlichen Leistungsziffern von 2,5 nicht zulassen.

Der zusätzliche Stromverbrauch der Wärmepumpen liegt bei 17,5 TWh (rd. 30 % mehr als in Szenario I). Hinzu kommt, dass die Strategie einen Preis hat. Gegenwärtig liegen die Wärmegestehungskosten der Wärmepumpen um 3 bis 9 Rp./kWh über denjenigen der konventionell erzeugten Wärme (EBP, 1996). Angewandt auf die gesamte geforderte Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen in Höhe von 150 PJ ergäben sich jährliche Zusatzkosten von 1,3 bis 3,8 Mrd. Fr. Hierin sind die Kosten der Stromerzeugung für die zusätzlich benötigten 17,5 TWh nicht enthalten.

Kurzes Resume: Aus den Berechnungen lässt sich ableiten, dass die Wärmepumpenstrategie nicht geeignet ist, die mit der fossil-thermischen Stromerzeugung in Variante 2 einhergehende Zunahme der verursachten CO₂-Emissionen zu kompensieren. Unter wirtschaftlich und energetisch vertretbaren Bedingungen dürfte dies nur für einen **geringen Teil** der Mehrmissionen sinnvoll möglich sein.

6.4 Ergebnisse für Szenario IIa

(1) In der Tabelle 6-2 sind die Auswirkungen der im Szenario IIa "Beabsichtigte Massnahmen" unterstellten energiepolitischen Massnahmen auf die CO₂-Emissionen ausgewiesen. Gemessen an den **Emissionen der Variante 1 / Szenario 1 (ohne Bewertung des Stromsaldos)** ergibt sich für 2010 kein Rückgang, bis 2030 sogar eine Erhöhung um 0,1 Mio t. Es ist einleuchtend, dass dieser Effekt in Variante 1 auf die Substituierung von fossilen Endenergieträgern durch Stromanwendungen zurückzuführen ist. Reduzierungen des Stromverbrauchs sind bei der zugrundegelegten Deckungsstrategie über Kernenergie und Bezug (letzterer wird hier nicht bewertet) nicht CO₂-wirksam.

Tabelle 6-2: Entwicklung der CO₂-Emissionen der Strombeschaffung, in Mio t (Szenario IIa)

	1993	2000	2010	2020	2030
Variante 1					
Summe ohne Strom-Aussenhandel	0.5	0.6	0.6	0.6	0.8
Summe mit Strom-Aussenhandel	-2.2	-2.1	0.1	-0.1	-0.1
Variante 2					
Summe mit Gutschrift (o.Aussenh.)	0.5	0.7	0.7	1.9	5.3
Summe mit Gutschrift (m.Aussenh.)	-2.2	-2.0	0.3	1.6	6.2

prognos 1996

6.5 Ergebnisse für Szenario IIb

(1) Im Vergleich mit den Emissionen in Szenario IIa zeigen sich, je nach Bewertungsgrundlage, durchwegs geringe absolute Zunahmen der Emissionen. In Variante 1 wird durch die Berücksichtigung des Aussenhandels ab dem Jahr 2010 ein positiver Wert bilanziert.

(2) In Variante 2 liegen die Emissionen durchwegs etwas über denjenigen von Szenario IIa, jedoch bleiben sie unter den Werten von Szenario I.

Tabelle 6-3: Entwicklung der CO₂-Emissionen der Strombeschaffung, in Mio t (Szenario IIb)

	1993	2000	2010	2020	2030
Variante 1					
Summe ohne Strom-Aussenhandel	0.5	0.6	0.6	0.6	0.8
Summe mit Strom-Aussenhandel	-2.2	-2.1	0.2	0.2	0.1
Variante 2					
Summe mit Gutschrift (o.Aussenh.)	0.5	0.7	0.7	2.1	5.5
Summe mit Gutschrift (m.Aussenh.)	-2.2	-2.0	0.3	1.9	6.5

prognos 1996

6.6 Ergebnisse für Szenario IIIa

(1) Die Energie-Umwelt-Initiative führt neben der Förderung der Photovoltaik auch zu einem vermehrten Einsatz gekoppelter Stromerzeugung durch Erdgas befeuerte WKK. Dies hat zur Folge, dass die Emissionen in **Variante 1** gegenüber dem Referenzfall (Szenario IIa) in absoluten Zahlen geringfügig höher liegen (+0,1 Mio t CO₂).

Tabelle 6-4: Entwicklung der CO₂-Emissionen der Strombeschaffung, in Mio t (Szenario IIIa)

	1993	2000	2010	2020	2030
Variante 1					
Summe ohne Strom-Aussenhandel	0.5	0.6	0.6	0.6	0.9
Summe mit Strom-Aussenhandel	-2.2	-2.1	-0.5	0.0	0.1
Variante 2					
Summe mit Gutschrift (o.Aussenh.)	0.5	0.7	0.7	1.2	3.7
Summe mit Gutschrift (m.Aussenh.)	-2.2	-2.0	-0.4	0.8	4.3

prognos 1996

(2) Im Falle des Verzichtes auf die nukleare Stromerzeugung und die Aufstockung der Bezugsrechte (**Variante 2**) werden hier geringfügig mehr CO₂-intensive Erdgas befeuerte WKK eingesetzt, deren Beitrag zu den Emissionen jedoch durch den stark gewachsenen Anteil der regenerativen Erzeugung mehr als kompensiert wird. In der Bilanz liegen die Emissionen ab 2015 deutlich unter dem Szenario IIa. Im Jahr 2030 beträgt die Differenz immerhin 1,5 Mio t CO₂ (ohne Aussenhandel) bzw. fast 2 Mio t CO₂ (mit Aussenhandel).

6.7 Ergebnisse für Szenario IIIb

(1) Die Lenkungswirkung des Solarrappens in Szenario IIIb führt in Variante 1 zu einem stärkeren Erdgaseinsatz in WKK als in Szenario IIa. Daher resultiert Variante 1 der Strombedarfsdeckung in einer deutlich ungünstigeren Emissionsbilanz als Szenario IIa. Im Vergleich zur Referenzentwicklung IIa liegen die Emissionen ab 2020 um 50% höher.

Tabelle 6-5: Entwicklung der CO₂-Emissionen der Strombeschaffung, in Mio t (Szenario IIIb)

	1993	2000	2010	2020	2030
Variante 1					
Summe ohne Strom-Aussenhandel	0.5	0.6	0.7	0.9	1.3
Summe mit Strom-Aussenhandel	-2.2	-2.1	-0.1	0.2	0.5
Variante 2					
Summe mit Gutschrift (o.Aussenh.)	0.5	0.7	0.9	1.8	5.3
Summe mit Gutschrift (m.Aussenh.)	-2.2	-2.0	0.1	1.5	6.2

prognos 1996

(2) In Variante 2 entspricht Niveau und Struktur des Energieträgereinsatzes nahezu der des Referenzfalles IIa. Entsprechend wird dasselbe Emissionsniveau erreicht. Im Vergleich zu Szenario IIIa wird deutlich mehr Erdgas in gekoppelten Anlagen verfeuert, was die Emissionsbilanz in diesem Vergleich verschlechtert.

6.8 Ergebnisse für Szenario IIIc

(1) Szenario IIIc bildet die Kombination der Szenarien IIIa und IIIb ab. D.h. sowohl mittels der E/U-Abgabe als auch mittels des Solarrappens wird Einfluss auf die Struktur der nachgefragten bzw. verwendeten Energieträger genommen. Dies führt in Variante 1 bereits direkt und indirekt neben der Förderung der regenerativen emissionsneutralen Stromerzeugung zu einer deutlichen Besserstellung der gekoppelten Stromerzeugung. Dies erklärt, warum ab dem Jahr 2015 die Emissionen sowohl gegenüber der Referenzentwicklung IIa als auch im Vergleich zu den originären Szenarien IIIa und IIIb deutlich anwachsen. Der Anteil der nuklearen Stromerzeugung sinkt stark ab, die stillgelegten Kapazitäten werden nur in geringem Umfang ersetzt.

Tabelle 6-6: Entwicklung der CO-Emissionen der Strombeschaffung, in Mio t (Szenario IIIc)

	1993	2000	2010	2020	2030
Variante 1					
Summe ohne Strom-Aussenhandel	0.5	0.6	0.7	0.9	1.3
Summe mit Strom-Aussenhandel	-2.2	-2.1	-0.6	0.3	0.7
Variante 2					
Summe mit Gutschrift (o.Aussenh.)	0.5	0.7	0.9	1.4	3.8
Summe mit Gutschrift (m.Aussenh.)	-2.2	-2.0	-0.4	0.9	4.3

prognos 1996

(2) Variante 2 ist durch den starken Ausbau der regenerativen Energieträger bestimmt. Sie vermindern den Zubaubedarf von Erdgas-GuD Kraftwerken. Dies, und der Rückgang der Stromnachfrage erklären die im Vergleich zur Referenzentwicklung günstigere Emissionsbilanz. Die Emissionsbilanz von Szenario IIIc deckt sich in Variante 2 weitgehend mit der von Szenario IIIa.

6.9 Ergebnisse für Szenario III d

(1) Im Fall der Erhebung des halben Solarrappens bleibt die Struktur der Energieträger in Variante 1 weitgehend unbeeinflusst. Der wenn auch geringe Ausbau der gekoppelten Erzeugung auf Basis von Erdgas führt jedoch zu einer Verschlechterung der Emissionsbilanz gegenüber dem Referenzfall IIa. Hier wie auch in den vorangegangenen Szenarien III b und c zeigt sich die klimatologische Ambivalenz der simultanen Verwendung von Fördermittel sowohl für die emissionsfreien regenerativen Energieträger als auch für die gekoppelte fossile Stromerzeugung: Ein vom absoluten Volumen her geringer Ausbau der fossil gefeuerten Produktion erhöht deren Anteil in Variante 1 an der Energieträgerstruktur überproportional, was zu einem relativen Anstieg der Emissionen auf niedrigem absoluten Niveau führt.

Tabelle 6-7: Entwicklung der CO₂-Emissionen der Strombeschaffung, in Mio t (Szenario III d)

	1993	2000	2010	2020	2030
Variante 1					
Summe ohne Strom-Aussenhandel	0.5	0.6	0.7	0.9	1.3
Summe mit Strom-Aussenhandel	-2.2	-2.1	0.0	0.2	0.5
Variante 2					
Summe mit Gutschrift (o.Aussenh.)	0.5	0.7	0.9	1.9	5.3
Summe mit Gutschrift (m.Aussenh.)	-2.2	-2.0	0.2	1.5	6.2

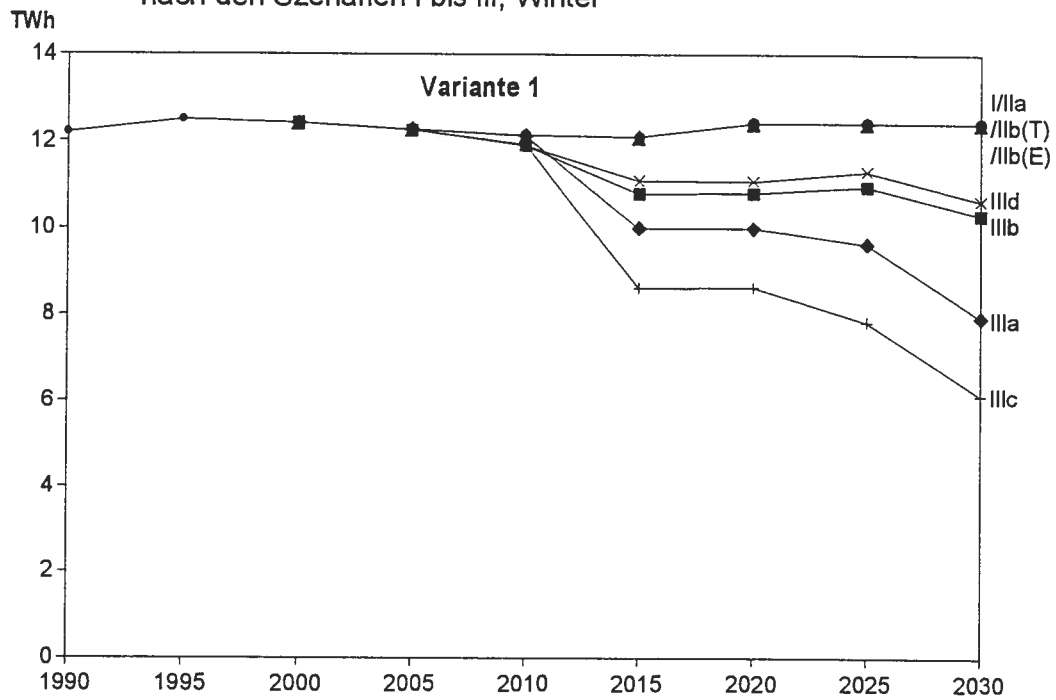
prognos 1996

(2) In Variante 2 bleibt die Struktur der Energieträger im Vergleich zur Referenzentwicklung I weitgehend unverändert. Die fossilen Energieträger werden geringfügig weniger in Anspruch genommen. Die Emissionsbilanz zeigt sich gegenüber Szenario IIa und auch III b unverändert.

7. Ergebnisse

Die folgenden Abbildungen fassen die Ergebnisse grafisch zusammen (Abb. 7-1 bis 7-5). Die vier Hauptkomponenten der Energieträgerstruktur (Kernenergie, Bezugsrechte, Erneuerbare Energieträger und fossil-thermische Kraftwerke) sind jeweils in den Szenarien I bis III gegeneinander dargestellt. Dabei sind die Kernenergie für den Fall des Ersatzes der Altanlagen (Variante 1) und die fossil-thermische Erzeugung (Variante 2) ausgewiesen. Die mit den jeweiligen Szenarien verbundenen Kosten sind im Zeitablauf für beide Varianten zusammengestellt (Abbildung 7-5).

**Abb. 7-1: Stromerzeugung auf Basis Kernenergie
nach den Szenarien I bis III, Winter**



**Abb. 7-2: (alte und neue) Bezugsrechte nach den Szenarien I bis III,
Winter**

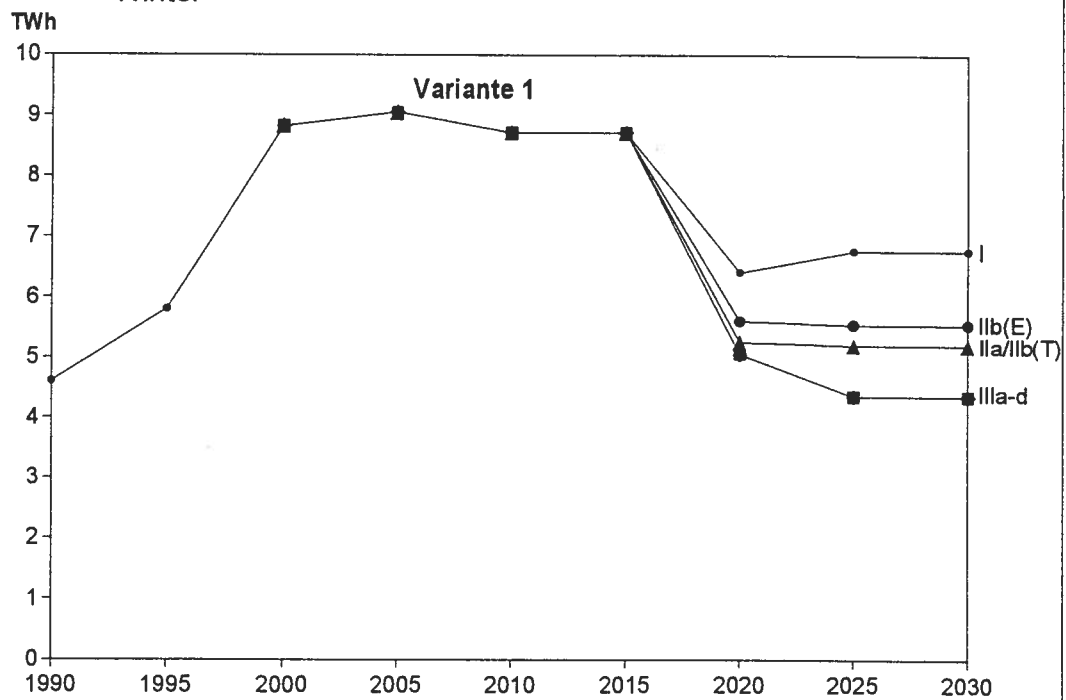


Abb. 7-3: Einsatz Erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung nach den Szenarien I bis III¹⁾, Kalenderjahr

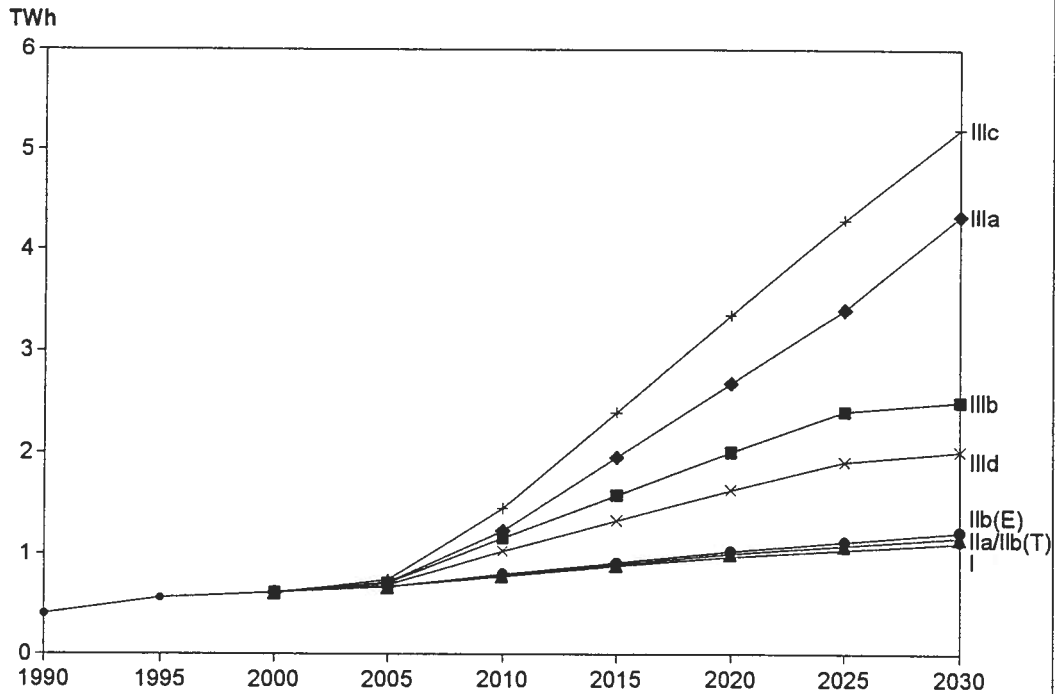
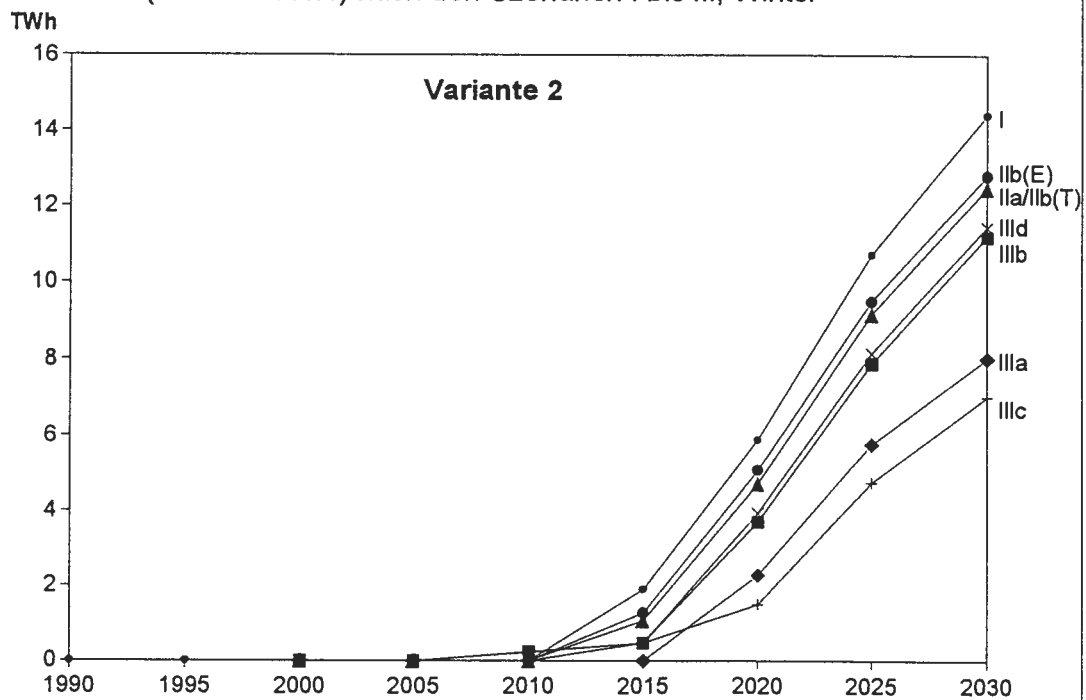
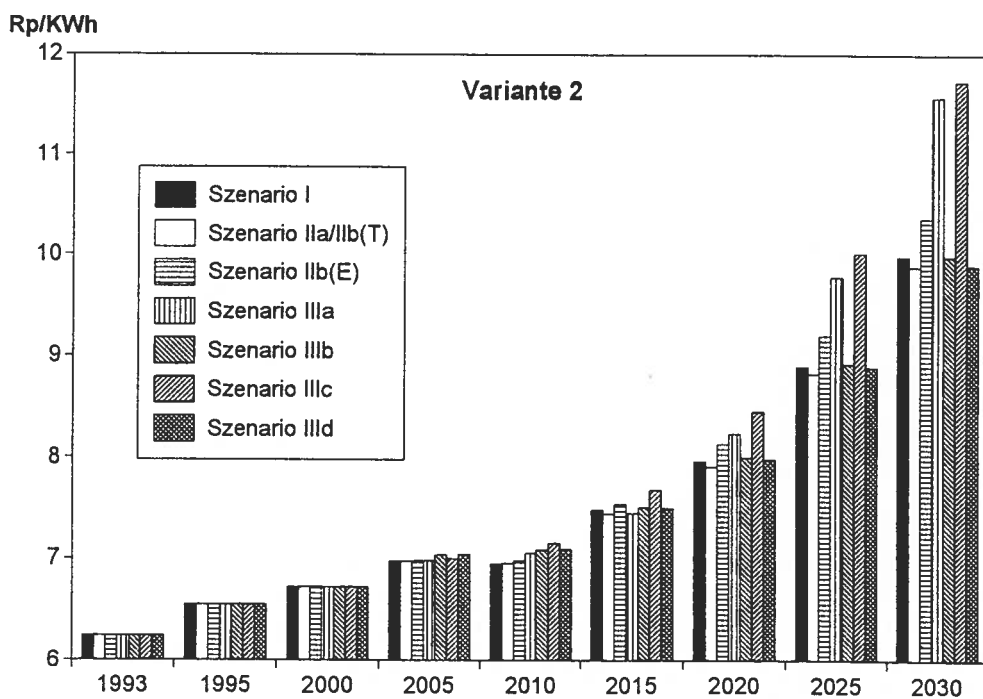
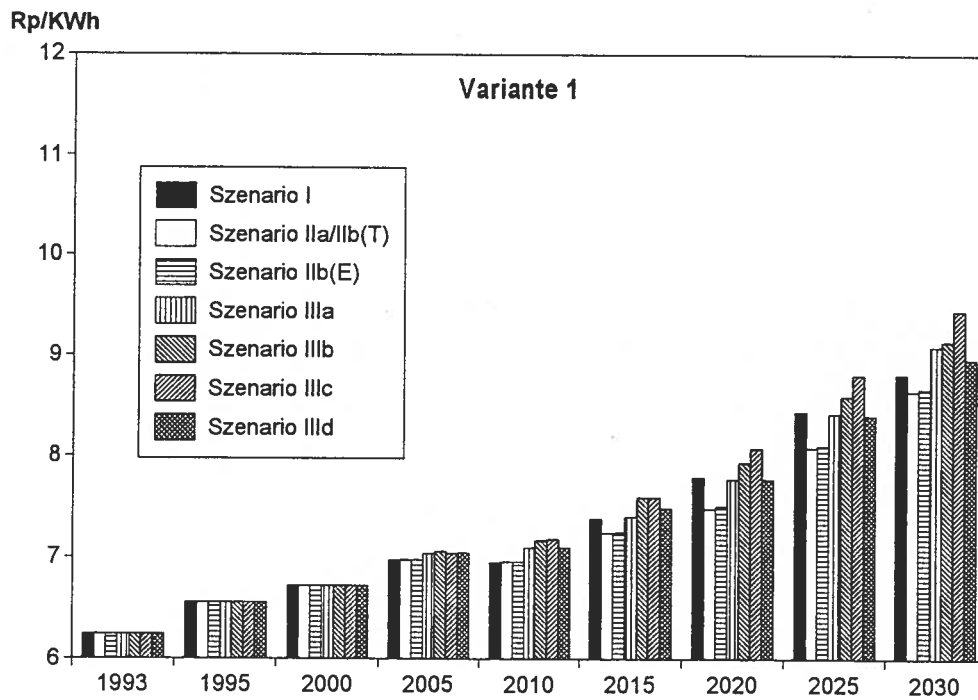


Abb. 7-4: Stromerzeugung aus fossil-thermischen Kraftwerken (WKK und KW) nach den Szenarien I bis III, Winter



1) ohne Wasserkraft; 50% der KVA als regenerativ bewertet

Abb. 7-5: Entwicklung der Stromerzeugungskosten nach den Szenarien I bis III



Literaturverzeichnis

- ETH Zürich: Perspektiven des Energieverbrauchs im primären und tertiären Sektor, Szenarien I, II, III. Forschungsgruppe Energieanalysen, ETH Zürich, 24. Sept. 1996
- Basics: Perspektiven des Energieverbrauchs in der Industrie, Szenarien I bis III. Zürich, Sept. 1996
- Basics: Perspektiven des Energieverbrauchs in der Industrie. Zum zeitlichen Verlauf der Winter-/Sommer-Splits beim Elektrizitätsverbrauch. März 1996
- Infras/Prognos: Perspektiven des Energieverbrauchs im Verkehr, aktualisierter Arbeitsbericht. Zürich/ Basel, Oktober 1996
- Prognos: Perspektiven des Energieverbrauchs der Privaten Haushalte für die Szenarien I bis III. Basel, Oktober 1996
- Aktionsprogramm Energie 2000 - Arbeitsgruppe Potential, Produktionspotentiale aus Umbauten von Wasserkraftanlagen (E2000 AG Potential), September 1993
- Aktionsprogramm Energie 2000 - Konfliktlösungsgruppe Wasserkraft (E2000 KOWA), Schlussbericht des Mediators, Juli 1995
- Amt für Information und Öffentlichkeitsarbeit des Kantons Bern: Windenergieprojekte im Kanton Bern, Medienkonferenz vom 25.3.1995
- Basics: Perspektiven des Energieverbrauchs in der Industrie. Zum zeitlichen Verlauf des Winter-/Sommer-Splits beim Elektrizitätsverbrauch, März 1996a
- Basics: Ökonomische Auswirkungen der Energie-Umwelt-Initiative auf die Wirtschaft, September 1996b
- Bernische Kraftwerke AG (BKW): Erneuerbare und ergänzende Energiequellen für die zukünftige BKW-Strombeschaffung; Teilbericht; 1994
- Bernische Kraftwerke AG (BKW): BKW-Medienkonferenz, 1. Februar 1995 "Wärme- und Kälte-Kopplungs-Potential im Versorgungsgebiet der BKW, Studie der Ingenieurschule Burgdorf", Bern Januar 1995 (siehe auch ISB 11/1994)
- Bourquin, J.-P.: Energiepotential aus Kleinkraftwerken in Wasserversorgungsanlagen und für Getreidemühlen; Studie zu Handen der Expertengruppe Energieszenarien, Schriftenreihe Nr. 1, EDMZ 1987

- Brunner, C.U.: Das Winter-/Sommer-Problem in der Stromzukunft für die Schweiz, Zürich 1995
- Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW): Schweizerische Elektrizitätsstatistik, versch. Jahrgänge
- Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW): Schweizerische Gesamtenergiestatistik, versch. Jahrgänge
- Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW): Abschätzung des PV-Flächenpotentials im schweizerischen Gebäudepark, Bern 1995
- Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW): Solarinitiative: Analyse der Auswirkungen. Schlussbericht. 5. September 1996
- BEW/BfK/BUWAL: Energie in ARA, Bern 1995
- Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL): Interkantonale Koordination der Planung von Abfallbehandlungsanlagen, Schriftenreihe Nr. 228, Bern 1994
- CITEPA: Draft on CO₂-Emission Factors, März 1993
- Desserich + Funk: Energiepotential aus Kleinkraftwerken; Studie zu Handen der Expertengruppe Energieszenarien, Schriftenreihe Nr. 1, EDMZ 1987
- Eicher, H.P.: Industrielles WKK-Potential im Kanton Bern, Studie 14 im Rahmen des Zweiten Energieberichtes des Kantons Bern, 1989
- Eicher, H.P.: Klein- WKK-Statistik 1993. Erhebung der 1993 installierten Anlagen und von Betriebsdaten 1991-93 (Schlussbericht), Juli 1994
- Eicher, H.P.: Zwischen Wasserkraft und Photovoltaik, Basler Zeitung vom 22. Juni 1994a
- Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG (EWI): Studie über den Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz, Studie zu Handen der Expertengruppe Energieszenarien, Schriftenreihe Nr. 1, EDMZ 1987
- Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG: Abschätzung des Potentials von photovoltaischen Anlagen in der Schweiz
- Ernst Basler und Partner AG (EBP)/ECOPLAN: Solarinitiative: Analyse der Auswirkungen. September 1996.
- Hilscher, Gottfried: Aussichtsreicher Energiewandler fürs nächste Jahrhundert. Brennstoffzelle für Kraft-Wärme-Kopplung. TR Nr. 7, 1996

- Motor-Columbus Ingenieurunternehmung AG: Entwicklung der Elektrizitätsgestehungskosten in grosstechnischen Kraftwerken; Expertengruppe Energieszenarien Schriftenreihe Nr. 4, 1987
- Ingenieurschule Burgdorf (ISB): Wärmekraftkopplungspotential in Burgdorf, Burgdorf 1994
- Ingenieurschule Burgdorf (ISB): Wärmekraftkopplungspotential im Versorgungsgebiet der BKW, Burgdorf 11/1994 (siehe auch BKW 1995)
- Motor-Columbus Ingenieurunternehmung AG: Kostenmässige Beurteilung von Kraftwerkparkalternativen; Expertengruppe Energieszenarien Schriftenreihe Nr. 26, 1988
- Müller, A.: Potential der WKK im Wohn- und Dienstleistungsbereich, Studie 13 im Rahmen des zweiten Energieberichtes des Kantons Bern, 1989
- OECD: Projected Costs of Generating Electricity - Update 1992; Paris 1993
- Polygon/Universität Freiburg: Abschätzung des PV-Flächenpotentials im schweizerischen Gebäudepark, 1995
- Progetto TISO: Status Review of PV Power Applications - Switzerland; Studie für die IEA und das BEW; Canobbio/Bern, März 1994
- Prognos AG: Potentiale der Wärmekraftkopplung - Wärmekraftkopplung (WKK) zur Deckung von Strombedarfsrücken bei einem Ausstieg aus der Kernenergie; Basel, 1987
- Prognos AG: Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung, Basel 1992
- Prognos AG, INFRAS: Externe Kosten und kalkulatorische Energiepreiszuschläge im Strom- und Wärmebereich; im Auftrag von AFB, BEW und BfK; Synthesebericht, September 1994
- Prognos AG: Die externen Kosten der Energieversorgung. Internalisieren ohne Staat, Basel 1994a
- Prognos AG: Synthesebericht: Energieperspektiven 1990 - 2030, Szenarien I bis III "Szenarien zur Entwicklung des Energiebedarfs und seiner Deckung", im Auftrag des BEW, Basel Oktober 1996
- Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV): Der mögliche Beitrag der Wasserkraft an die Elektrizitätsversorgung der Schweiz; Studie zu Handen der Expertengruppe Energieszenarien, Schriftenreihe Nr. 1, EDMZ 1987

Sulzer Energieconsulting AG: Potentiale der Wärme-Kraft-Kopplung in der Industrie, Winterthur, 1987

Tecova AG: CO₂-Bilanzierung der Elektrizität unter Berücksichtigung des Aussenhandels, Wohlen 1992

Thomé-Kozmiensky, K.J.: Thermische Abfallbehandlung, Berlin 1994

Verband der Betriebsleiter schweizerischer Abfallbehandlungsanlagen: Jahrbuch 1994, Bern 1994

VSE: 7. Zehnwerke-Bericht, Überarbeitung 1990

VSE: Vorausschau '95, Vorschau 1995 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz bis zum Jahr 2030, 1995

VSE Bulletin 4/1996: Baugesuch für grösstes Windkraftwerk der Schweiz eingereicht, S.53, Zürich 1996

Anhänge

Anhang I: Beschreibung der Teilmodelle

Anhang II: Elektrizitätsbilanzen, Sommer, Winter, hydrologisches Jahr
für die Szenarien I, II und III

- Variante 1
- Variante 2

Anhang I

Beitrag der Teilmodelle

1. Grundlegenden Funktionen der Teilmodelle

TM Kraftwerkparkplanung

1. Steuerung des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage
2. Verwaltung übergeordneter Daten, wie z. B. Diskontfaktoren, Eskalations- und Inflationsraten, Energiepreise
3. Ermittlung des Gesamtangebots und des Zubaubedarfs für die einzelnen Optionen.
4. Errechnung der mittleren laufenden Reserve
5. Aggregation und Datenaustausch zwischen Teilmodellen
6. Berücksichtigung von Rückkopplungen aus den Teilmodellen Kosten und Versorgungssicherheit.

TM "Wasserkraft"

1. Ermittlung der mittleren Erzeugungsmöglichkeiten aus Wasserkraft auf der Basis der Altanlagen und der Leistungserhöhung
2. Zugehörige Kostenschätzungen: Jahreskosten und Durchschnittskosten
3. Erzeugung einer Verteilfunktion der Wasserkrafterzeugung

TM "Kernkraft"

1. Ermittlung der mittleren Erzeugungsmöglichkeiten aus Kernkraft auf der Basis der Altanlagen und der Leistungserhöhung
2. Zugehörige Kostenschätzungen: Jahreskosten und Durchschnittskosten
3. Erzeugung einer Verteilfunktion der Kernkrafterzeugung

TM "Konventionell-thermische Kraftwerke"

1. Ermittlung der mittleren Erzeugungsmöglichkeiten aus konventionell-thermischen Anlagen auf der Basis der Altanlagen und der Leistungserhöhung
2. Zugehörige Kostenschätzungen: Jahreskosten und Durchschnittskosten
3. Erzeugung einer Verteilfunktion der konventionell-thermischen Anlagen

TM "Wärme-Kraft-Kopplung"

1. Ermittlung der mittleren Erzeugungsmöglichkeiten unter Zugrundelegung der relevanten WKK-Potentiale
2. Zugehörige Kostenschätzungen: Jahreskosten und Durchschnittskosten

TM "Übrige Erneuerbare Energien"

1. Ermittlung der mittleren Erzeugungsmöglichkeiten unter Zugrundelegung der relevanten Potentiale
2. Zugehörige Kostenschätzungen: Jahreskosten und Durchschnittskosten

TM "Ausland"

1. Ermittlung der mittleren Bereitstellung aus Bezugsrechten
2. Zugehörige Kostenschätzungen: Jahreskosten und Durchschnittskosten
3. Erzeugung einer Verteilfunktion der Bezugsrechte

2. Teilmodell "Nachfrage"

Dieses Teilmodell enthält die Energienachfrage aufgeteilt nach Sommer und Winter bis 2020 für das hydrologische Jahr und das Kalenderjahr in Fünfjahreszeitschritten. Alle drei Szenarien des Energiebedarfs sind darzustellen.

Zur Vorgehensweise:

Ausgangspunkte des Teilmodelles sind die Szenarien des Energiebedarfes, wie sie im Rahmen anderer Projekte erarbeitet wurden. Die Bedarfswerte werden für die einzelnen Stützjahre für alle Szenarien in Form von Kalenderjahreswerten eingegeben. Mit Hilfe einer Selektionsvariable kann eines der Szenarien für die aktuelle Rechnung ausgewählt werden und man erhält den Jahresbedarf für das gewählte Szenario.

Mit Hilfe eines konstanten Faktors werden die Kalenderjahreswerte auf das hydrologische Jahr umgerechnet.

Für die Aufteilung in Sommer- und Winterbedarf kann eine Wachstumsrate für den Winteranteil angegeben werden. Hieraus ergibt sich der Prozentanteil des Winters am Gesamtverbrauch. Somit lässt sich der Winterabsolutverbrauch und Sommerabsolutverbrauch errechnen.

Die anteilmässigen Verluste können ebenfalls mit einer festen, saisonal unabhängigen Wachstumsrate fortgeschrieben werden. Die relativen und absoluten Verluste werden pro Halbjahr ermittelt.

Der Landesverbrauch ergibt sich schliesslich durch Addition der Endverbräuche und Verluste. Der Landesverbrauch wird in das Teilmodell "Kraftwerkparkplanung" übernommen, wo die Deckung dieses Bedarfs abgestimmt wird.

3. Teilmodell "Kraftwerkparkplanung"

Dieses Teilmodell dient zur Steuerung der Beschaffungsseite. Abhängig von der vorgegebenen Elektrizitätsnachfrage und einer Sicherheitsmarge zur Erreichung der vorgegebenen Versorgungssicherheit wird die notwendige mittlere Beschaffung (Winterhalbjahr) bestimmt. Die in den einzelnen Teilmodellen bereits festliegenden Beschaffungen (heutige Produktionsmöglichkeiten, geplante Zubauten/Leistungsverbesserungen an bestehenden Kraftwerken und Stilllegungen) werden berücksichtigt, um die sich öffnende Versorgungslücke zu determinieren. Diese wird nun gemäss vorgegebener Angebotsvariante geschlossen. Schliesslich wird auch die "mittlere Beschaffung In- und Ausland" für das hydrologische Jahr errechnet.

Schliesslich wird die "Reserve im In- und Ausland" und die gesamte mittlere Beschaffung bestimmt.

4. Teilmodell "Wasserkraftwerke"

Hier sind sämtliche Wasserkraftwerke darzustellen, die in der Schweiz gegenwärtig in Betrieb sind und in Zukunft in Betrieb gehen könnten.

Unterscheidung in:

- Kleinstwasserkraftwerke
- Laufkraftwerke
- Speicherkraftwerke
- Umwälzwerke

Folgende Daten werden jeweils gespeichert:

- Installierte Leistung im Basisjahr und deren zukünftige Entwicklung (Ausserbetriebnahme) ohne Erneuerungsinvestitionen
- Mittlere Benutzungsstunden S/W für Alt- und Neuanlagen
- Mögliche und erwartete Leistungserweiterung durch Erneuerung
- potentielle und erwartete Zusatzleistung durch Neuanlagen
- Investitionsaufwendungen für Leistungserweiterung (alt und neu)
- fixe und variable Betriebskosten der alten und neuen Anlagen (Abschreibungen, Wartung, Instandhaltung, Konzessionen, Betriebspersonal, Hilfs- und Betriebsstoffe, Versicherungen, Steuern)

Die mittlere Erzeugung S/W ergibt sich durch Multiplikation der erwarteten mittleren Benutzungsstunden mit der erwarteten installierten Leistung. Gesondert behandelt wird der Verbrauch und die Erzeugung durch Pumpenbetrieb, sowie die saisonale Speicherung durch Speicherauffüllen im Sommer und Speicherabsenkung im Winter.

Zur Vorgehensweise:

Die Bedarfsvorgabe für den Winter wird aus dem TM "Kraftwerkparkplanung" übernommen. Durch Abzug der bereits feststehenden Erzeugungsmöglichkeiten unter Beachtung der heutigen Produktionsmöglichkeiten, der geplanten Zubauten/Leistungsverbesserungen an bestehenden Kraftwerken und der Stilllegungen, ergibt sich ein zusätzlicher Zubaubedarf aus Wasserkraftwerken.

Die gesamte installierte Leistung ergibt sich aus der Summe der heutigen Kapazitäten und der Leistungszugänge. Für die folgenden Rechnungen wird stets in Alt- und Neuanlagen sowie nach den obigen Anlagenarten unterschieden. Auf der Basis der mittleren Verfügbarkeit in Stunden (Sommer/Winter) und der installierten Leistung errechnet sich die mittlere Erzeugung für das Sommer- und das Winterhalbjahr. In der Summe ergibt sich die mittlere Erzeugung aus Wasserkraft für das hydrologische Jahr.

Auf der Basis der Häufigkeitsverteilung für ungeplante Produktionsausfälle wird eine Verteilfunktion für einzelne Kraftwerksblöcke und mit Faltungsoperationen eine Verteilfunktion für den Gesamtpark der Kernkraftwerke erstellt.

Zur Bestimmung der jährlichen Gesamtkosten und der durchschnittlichen Erzeugungskosten werden die Investitionsausgaben, die festen und variablen Betriebs- und Unterhaltskosten, die Abschreibungszeit und Bauzeit sowie Zinssätze für Bauzinsen und als Diskontierungsrate herangezogen. Die Ergebnisse werden ebenfalls detailliert aufbereitet.

5. Teilmodell "Kernkraftwerke"

Ähnlich wie bei den Wasserkraftwerken werden auch bei den Kernkraftwerken die bestehenden und zukünftigen Leistungen abgebildet und über mittlere Benutzungsstunden für Sommer und Winter verknüpft, um so die mittlere Erzeugung zu bestimmen.

Folgende Daten werden gespeichert:

- Installierte Leistung im Basisjahr und deren zukünftige Entwicklung (Ausserbetriebnahme) ohne Erneuerungsinvestitionen
- Mittlere Benutzungsstunden S/W für Alt- und Neuanlagen
- Mögliche und erwartete Leistungserweiterung durch Erneuerung
- potentielle und erwartete Zusatzleistung durch Neuanlagen (gemäss Angebotsvariante)
- Investitionsaufwendungen für Leistungserweiterung (alt und neu)

- Lebensdauern
- fixe und variable Betriebskosten der alten und neuen Anlagen (Abschreibungen, Wartung, Instandhaltung, Brennstoffzykluskosten, Betriebspersonal, Hilfs- und Betriebsstoffe, Versicherungen, Steuern).

Zur Vorgehensweise:

Aus dem TM "Kraftwerkparkplanung" wird eine Vorgabe für die Stromerzeugung aus inländischen Kernkraftwerken bereitgestellt. Auf der Basis der bereits betriebenen Anlagen wird der notwendige Zubau für die einzelnen Modellperioden ermittelt. Hieraus ergibt sich die installierte Gesamtleistung als Summe der Leistungen der einzelnen Altanlagen und der Neuanlagen nach Jahrgängen. Bei den Altanlagen werden die Nachrüstungs- und Leistungserhöhungsinvestitionen explizit berücksichtigt.

Ausgehend von den mittleren Verfügbarkeiten Sommer/Winter wird die mittlere saisonale Erzeugung für Alt- und Neuanlagen ermittelt. In der Summe ergibt sich die mittlere Erzeugung für das hydrologische Jahr.

Auf der Basis der Investitions- und Nachrüstaussgaben, der festen Betriebs- und Unterhaltskosten, der variablen Betriebs- und Brennstoffkosten, der Bau-, Abschreibungs- und Nutzungszeit, sowie der Zinssätze für die Bau- und Betriebszeit werden Investitionsannuitäten, Jahreskosten und durchschnittliche Stromerzeugungskosten ermittelt.

Auf der Basis der Häufigkeitsverteilung für ungeplante Produktionsausfälle wird eine Verteilfunktion für einzelne Kraftwerksblöcke und mit Faltungsoperationen eine Verteilfunktion für den Gesamtpark der Kernkraftwerke erstellt.

6. Teilmodell "Übrige erneuerbare Energien"

Bei den alternativen Energien wird unterschieden zwischen:

- Solarenergie (Photovoltaik)
- Windkraft
- Holz und Biomasse.

Inputdaten sind:

- technisch realisierbares Potential
- realistische mittlere Erzeugung
- durchschnittliche Erzeugungskosten.

Die Jahreserzeugung aus Wind- und Sonnenenergie unterliegt klimatischen Schwankungen (fluktuierende Leistung). Die Auswirkungen solcher Schwankungen werden, auf die Jahresproduktion bezogen, in der Kraftwerkplanung nicht berücksichtigt, weil prognostisch von klimatischen Normaljahren ausgegangen wird. Aspekte der Versorgungssicherheit werden wegen des geringen Leistungsanteils und der hohen Zahl der (kleinen) Anlagen in unseren Angebotsvarianten 1 und 2 nicht tangiert.

7. Teilmodell "Wärme-Kraft-Kopplung"

Bei der Wärme-Kraft-Kopplung wird Strom als Kuppelprodukt zusammen mit Wärme erzeugt. Denkbar sind hier sowohl wärme- als auch stromgeführte Anlagen. Je nach Anlagentyp liegt die Stromausbeute unterschiedlich hoch. Ausserdem ist zwischen industrieller und sonstiger Wärme-Kraft-Kopplung zu trennen. Folgende WKK-Typen werden unterschieden:

- WKK Kehrrichtverbrennung, Abwasserreinigung, Mülldeponien
- WKK Siedlung mit Gas oder HEL, Verbrennungsmotoren oder Kombianlagen
- WKK Industrie.

Hierfür werden jeweils theoretische und realistische mittlere Erzeugungen bestimmt. Als Stromerzeugungskosten werden die Gesamtkosten der Anlage abzüglich des anlegbaren Wärmepreises zuzüglich einer Korrekturgrösse für die Wärmeverteilungskosten verwendet. Für die Versorgungssicherheit werden diese Anlagen wie die übrigen erneuerbaren Energien behandelt.

8. Teilmodell "Ausland"

In diesem Teilmodell werden die existierenden und zukünftigen Lieferverpflichtungen und Bezugsverträge behandelt.

Wesentliche Daten sind:

- Vertragsbeginn und -ende
- Bereitgestellte Leistung
- Mittlere Beschaffung/Lieferung Sommer/Winter
- Energiepreis (Leistung, Arbeit).

9. Teilmodell "Konventionell-thermische Kraftwerke"

Neben der WKK besteht auch die Möglichkeit der reinen Stromerzeugung auf der Basis fossil-thermischer Anlagen. Folgende Optionen sind denkbar, wobei für die Schweiz vor allem die beiden ersten Typen relevant sind:

- Ölkraftwerke
- Gaskraftwerke (GuD, GT)
- Kohlekraftwerke.

Diese werden mit Hilfe technisch-ökonomischer Parameter beschrieben. Diese sind:

- Leistung
- Brennstoffpreise
- mittlere Wirkungsgrade und Benutzungsstunden (Sommer/Winter)
- Investitionsausgaben
- fixe und variable Betriebskosten (s.o.)
- Lebensdauer
- spezifische Emissionen.

Die gesamte erforderliche mittlere Erzeugung und deren Aufteilung nach Brennstoffen wird aus dem Teilmodell "Kraftwerkparkplanung" bereitgestellt.

Zur Vorgehensweise:

Wie bei den anderen Teilmodellen wird die Vorgabe für die Stromerzeugung aus inländischen konventionell-thermischen Kraftwerken aus dem TM "Kraftwerkparkplanung" übernommen. Auf der Basis der bereits betriebenen Anlagen wird der notwendige Zubau für die einzelnen Modellperioden ermittelt. Hieraus ergibt sich die installierte Gesamtleistung als Summe der Leistungen der einzelnen Altanlagen und der Neuanlagen nach Jahrgängen. Bei den Altanlagen werden die Nachrüstungs- und Leistungserhöhungsinvestitionen explizit berücksichtigt.

Ausgehend von den mittleren Verfügbarkeiten Sommer/Winter wird die mittlere saisonale Erzeugung für Alt- und Neuanlagen ermittelt. In der Summe ergibt sich die mittlere Erzeugung für das hydrologische Jahr.

Eine Brennstoffpreisprojektion für die vier Brennstoffe Heizöl schwer, Heizöl extra-leicht, Erdgas und Steinkohle wird bereitgestellt und für die Ermittlung der variablen Brennstoffkosten aufgearbeitet.

Auf der Basis der Investitions- und Nachrüstaussgaben, der festen Betriebs- und Unterhaltskosten, der variablen Betriebs- und Brennstoffkosten, der Bau-, Abschreibungs- und Nutzungszeit, sowie der Zinssätze für die Bau- und Betriebszeit werden Investitionsannuitäten, Jahreskosten und durchschnittliche Stromerzeugungskosten ermittelt.

Auf der Basis der Häufigkeitsverteilung für ungeplante Produktionsausfälle wird eine Verteilfunktion für einzelne Kraftwerksblöcke und mit Faltungsoperationen eine Verteilfunktion für den Gesamtpark der konventionell-thermische Kraftwerke erstellt.

10. Teilmodell "Versorgungssicherheit"

Das Teilmodell dient zur Überprüfung der mit der Variante erreichten Versorgungssicherheit in den Wintermonaten. Hierzu werden vier Verteilfunktionen verwendet:

- Die Verteilung der Benutzungsstunden der inländischen Kernkraftwerke,
- die Verteilung der Benutzungsstunden der ausländischen Kernkraftwerke,
- die Verteilung der Benutzungsstunden der Wasserkraftwerke,
- die Verteilung der Benutzungsstunden der konventionell-thermischen Kraftwerke.

Durch Multiplikation der Benutzungsstunden mit der jeweils installierten Leistung erhält man die Verteilfunktion der Elektrizitätsbereitstellung. Durch Faltung der vier Verteilfunktionen kann eine Verteilfunktion der Beschaffung erstellt werden und durch Vergleich mit dem Bedarf die realisierte Versorgungssicherheit ermittelt werden.

Durch entsprechende Anpassung der Sicherheitsmarge im Teilmodell "Kraftwerkparkplanung" kann die gewünschte Versorgungssicherheit letztlich erreicht werden.

11. Teilmodell "Kosten"

Das methodische Vorgehen zur Berechnung der Stromerzeugungskosten ist in Abschnitt 4.1 beschrieben. Sie erfassen die klassischen Kostenkomponenten (Kapital-, Brennstoff-, Betriebskosten, etc.). Auf das Problem der Externen Kosten der Stromerzeugung wird in Kapitel 5 eingegangen.

Aufbauend auf den Kostendaten in den Versorgungsteilmodellen, den Investitionen, fixen und variablen Betriebskosten für Alt- und Neuanlagen werden jährliche Kosten der Strombeschaffung für die gegebene Beschaffungsvariante bzw. die inländische Erzeugung für jedes Stützjahr des Modelles errechnet. Die Division dieser Jahreskosten durch die jährliche Strommenge ergibt für jedes Stützjahr die Durchschnittskosten der Beschaffung respektive der inländischen Erzeugung.

Zur Bestimmung der marginalen Kosten werden die Kosten der Zusatzinvestitionen herangezogen und verglichen. Die billigste noch nicht realisierte Versorgungsinvestition determiniert die Grenzkosten der Strombeschaffung. Hierzu werden im Modell sämtliche Zubauoptionen aktiviert.

12. Teilmodell "Emissionen"

Hier erfolgt die Bilanzierung der im Inland durch Stromerzeugung verursachten, direkten CO₂-Emissionen unter Verwendung der gebräuchlichen Emissionsfaktoren. Die Höhe der durch den Aussenhandel verursachten CO₂-Emissionen hängt davon ab, wie Stromimporte und -exporte behandelt werden. Hierauf wird in Kapitel 6 eingegangen. Bewertungsprobleme bestehen auch bei der Bewertung der sogenannten grauen Energie. Sie betrifft die Gesamtzahl aller Güterimporte und Güterexporte. Eine methodische Lösung ist hier nicht in Sicht. In allen Bereichen des Gesamtvorhabens "Energieperspektiven" (also auch in den Angebotsperspektiven) wird deshalb auf einen Versuch der expliziten Erfassung der grauen Energien ("graue Emissionen") verzichtet. Diese sind auch nicht Teil der Aufgabenstellung. Die übrigen Treibhausgasemissionen sind im Elektrizitätssektor sehr gering und vernachlässigbar. Die indirekten Emissionen, die durch die Produktion der Vorleistungsprodukte und den Anlagen-

bau verursacht werden, sind sehr aufwendig mit Hilfe einer Input-Output-Analyse abschätzbar und abhängig von der jeweils vorherrschenden Struktur der gesamten CO₂-Emissionen.

13. Teilmodell "Elektrizitäts- und Energiebilanz"

Diese Teilmodell wird aus den übrigen Teilmodellen zur Gestaltung einer Elektrizitätsbilanz gemäss EGES-Schema gespiesen.

Anhang II

Tabelle All-1: Elektrizitätsbilanz 1990, TWh (Szenario I, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	22.8	27.0	49.9
Wasserkraftwerke	18.6	14.3	32.9
Kernkraftwerke	10.0	12.2	22.2
Konventionell-thermische KW	0.5	0.8	1.3
- bestehende KW/WKK	0.5	0.8	1.3
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.0
Mittlere Nettoerzeugung	29.1	27.3	56.4
Importe:	4.0	4.6	8.6
- Bezugsrechte	4.0	4.6	8.6
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	10.3	4.8	15.1
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	8.8	3.1	11.9
Mittlerer Saldo	-6.3	-0.2	-6.5
Mittlere Beschaffung	22.8	27.0	49.9

prognos 1996

Tabelle All-2: Elektrizitätsbilanz 1993, TWh (Szenario I, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.0	28.1	51.1
Wasserkraftwerke	18.8	14.2	33.1
Kernkraftwerke	9.1	12.8	21.9
Konventionell-thermische KW	0.6	1.1	1.7
- bestehende KW/WKK	0.6	1.1	1.7
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.0
Mittlere Nettoerzeugung	28.6	28.1	56.7
Importe:	4.7	5.3	10.0
- Bezugsrechte	4.7	5.3	10.0
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	10.3	5.3	15.7
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	8.8	3.6	12.5
Mittlerer Saldo	-5.6	0.0	-5.6
Mittlere Beschaffung	23.0	28.1	51.1

prognos 1996

Tabelle All-3: Elektrizitätsbilanz 1995, TWh (Szenario I, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.0	28.2	51.3
Wasserkraftwerke	19.0	14.4	33.4
Kernkraftwerke	10.3	12.5	22.8
Konventionell-thermische KW	0.8	1.3	2.1
- bestehende KW/WKK	0.8	1.3	2.1
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.0
Mittlere Nettoerzeugung	30.1	28.2	58.3
Importe:	6.6	5.8	12.5
- Bezugsrechte	6.6	5.8	12.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.6	5.8	19.4
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	12.1	4.1	16.2
Mittlerer Saldo	-7.0	0.0	-7.0
Mittlere Beschaffung	23.0	28.2	51.3

prognos 1996

Tabelle All-4: Elektrizitätsbilanz 2000, TWh (Szenario I, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.3
Wasserkraftwerke	19.5	14.6	34.1
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	0.8	1.3	2.2
- bestehende KW/WKK	0.8	1.3	2.2
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.0
Mittlere Nettoerzeugung	30.5	28.4	58.9
Importe:	8.5	8.8	17.3
- Bezugsrechte	8.5	8.8	17.3
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	15.1	7.8	22.9
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	13.7	6.1	19.7
Mittlerer Saldo	-6.6	1.0	-5.6
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.3

prognos 1996

Tabelle All-5: Elektrizitätsbilanz 2005, TWh (Szenario I, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.3	31.3	56.6
Wasserkraftwerke	19.8	14.7	34.5
Kernkraftwerke	10.1	12.3	22.4
Konventionell-thermische KW	0.9	1.4	2.3
- bestehende KW/WKK	0.9	1.4	2.3
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.1
Mittlere Nettoerzeugung	30.7	28.5	59.2
Importe:	7.9	9.0	16.9
- Bezugsrechte	7.9	9.0	16.9
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.3	6.2	19.6
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	11.8	4.5	16.3
Mittlerer Saldo	-5.5	2.8	-2.6
Mittlere Beschaffung	25.3	31.3	56.6

prognos 1996

Tabelle All-6: Elektrizitätsbilanz 2010, TWh (Szenario I, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.4	32.8	59.2
Wasserkraftwerke	20.0	14.8	34.8
Kernkraftwerke	10.0	12.1	22.1
Konventionell-thermische KW	0.9	1.4	2.3
- bestehende KW/WKK	0.9	1.4	2.3
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.1	0.1	0.2
Mittlere Nettoerzeugung	30.9	28.5	59.5
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	12.4	4.4	16.8
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	10.9	2.7	13.6
Mittlerer Saldo	-4.6	4.3	-0.3
Mittlere Beschaffung	26.4	32.8	59.2

prognos 1996

Tabelle All-7: Elektrizitätsbilanz 2015, TWh (Szenario I, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.8	33.5	60.2
Wasserkraftwerke	20.1	15.1	35.1
Kernkraftwerke	10.0	12.1	22.1
Konventionell-thermische KW	0.9	1.5	2.4
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.4
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.1	0.2	0.3
Mittlere Nettoerzeugung	31.1	28.8	59.9
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	12.2	4.0	16.2
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	10.7	2.3	13.0
Mittlerer Saldo	-4.4	4.7	0.3
Mittlere Beschaffung	26.8	33.5	60.2

prognos 1996

Tabelle All-8: Elektrizitätsbilanz 2020, TWh (Szenario I, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	27.1	34.1	61.2
Wasserkraftwerke	20.1	15.3	35.4
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	0.9	1.5	2.5
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.5
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.2	0.2	0.4
Mittlere Nettoerzeugung	31.4	29.5	60.8
Importe:	5.5	6.4	11.9
- Bezugsrechte	4.3	5.1	9.4
- Neue Bezugsrechte	1.2	1.4	2.6
Exporte:	9.8	1.8	11.6
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	8.3	0.1	8.4
Mittlerer Saldo	-4.3	4.6	0.3
Mittlere Beschaffung	27.1	34.1	61.2

prognos 1996

Tabelle All-9: Elektrizitätsbilanz 2025, TWh (Szenario I, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	27.4	34.6	62.0
Wasserkraftwerke	20.2	15.5	35.7
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	1.0	1.5	2.5
- bestehende KW/WKK	1.0	1.5	2.5
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.2	0.2	0.4
Mittlere Nettoerzeugung	31.5	29.7	61.2
Importe:	5.9	6.8	12.7
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	2.2	2.4	4.6
Exporte:	10.0	1.8	11.8
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	8.5	0.1	8.6
Mittlerer Saldo	-4.1	5.0	0.8
Mittlere Beschaffung	27.4	34.6	62.0

prognos 1996

Tabelle All-10: Elektrizitätsbilanz 2030, TWh (Szenario I, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	27.7	35.2	62.9
Wasserkraftwerke	20.3	15.6	36.0
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	1.0	1.6	2.6
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.6
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.2	0.3	0.5
Mittlere Nettoerzeugung	31.7	29.9	61.6
Importe:	5.9	6.8	12.7
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	2.2	2.4	4.6
Exporte:	9.9	1.5	11.4
- Lieferverpflichtungen	1.1	1.1	2.3
- Übrige Exporte	8.8	0.4	9.2
Mittlerer Saldo	-4.0	5.2	1.2
Mittlere Beschaffung	27.7	35.2	62.9

prognos 1996

Tabelle All-11: Elektrizitätsbilanz 2000, TWh (Szenario I, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.3
Wasserkraftwerke	19.5	14.6	34.1
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	0.8	1.3	2.2
- bestehende KW/WKK	0.8	1.3	2.2
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.0
Mittlere Nettoerzeugung	30.5	28.4	58.9
Importe:	8.5	8.8	17.3
- Bezugsrechte	8.5	8.8	17.3
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	15.2	7.8	22.9
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	13.7	6.1	19.7
Mittlerer Saldo	-6.6	1.0	-5.6
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.3

prognos 1996

Tabelle All-12: Elektrizitätsbilanz 2005, TWh (Szenario I, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.3	31.3	56.6
Wasserkraftwerke	19.8	14.7	34.5
Kernkraftwerke	10.1	12.3	22.4
Konventionell-thermische KW	0.9	1.4	2.3
- bestehende KW/WKK	0.9	1.4	2.3
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.1
Mittlere Nettoerzeugung	30.7	28.5	59.2
Importe:	7.9	9.0	16.9
- Bezugsrechte	7.9	9.0	16.9
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.3	6.2	19.5
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	11.8	4.5	16.3
Mittlerer Saldo	-5.5	2.8	-2.6
Mittlere Beschaffung	25.3	31.3	56.6

prognos 1996

Tabelle All-13: Elektrizitätsbilanz 2010, TWh (Szenario I, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.4	32.8	59.2
Wasserkraftwerke	20.0	14.8	34.8
Kernkraftwerke	10.0	12.1	22.1
Konventionell-thermische KW	0.9	1.4	2.3
- bestehende KW/WKK	0.9	1.4	2.3
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.1	0.1	0.2
Mittlere Nettoerzeugung	30.9	28.5	59.5
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	12.4	4.4	16.8
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	10.9	2.7	13.6
Mittlerer Saldo	-4.6	4.3	-0.3
Mittlere Beschaffung	26.4	32.8	59.2

prognos 1996

Tabelle All-14: Elektrizitätsbilanz 2015, TWh (Szenario I, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.8	33.5	60.2
Wasserkraftwerke	20.0	15.2	35.1
Kernkraftwerke	6.5	7.9	14.3
Konventionell-thermische KW	1.9	3.4	5.2
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.4
- neue KW	0.2	0.5	0.6
- neue WKK	0.8	1.4	2.2
Andere Energien	0.1	0.2	0.3
Mittlere Nettoerzeugung	28.4	26.6	55.0
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	9.5	1.9	11.4
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	8.0	0.2	8.2
Mittlerer Saldo	-1.7	6.8	5.2
Mittlere Beschaffung	26.8	33.5	60.2

prognos 1996

Tabelle All-15: Elektrizitätsbilanz 2020, TWh (Szenario I, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	27.1	34.1	61.2
Wasserkraftwerke	20.1	15.3	35.4
Kernkraftwerke	6.4	7.8	14.2
Konventionell-thermische KW	4.0	7.4	11.3
- bestehende KW/WKK	1.0	1.5	2.5
- neue KW	0.5	1.5	1.9
- neue WKK	2.5	4.4	6.9
Andere Energien	0.2	0.3	0.5
Mittlere Nettoerzeugung	30.6	30.8	61.4
Importe:	4.3	5.1	9.4
- Bezugsrechte	4.3	5.1	9.4
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	7.8	1.8	9.6
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	6.3	0.1	6.4
Mittlerer Saldo	-3.5	3.3	-0.2
Mittlere Beschaffung	27.1	34.1	61.2

prognos 1996

Tabelle All-16: Elektrizitätsbilanz 2025, TWh (Szenario I, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	27.4	34.6	62.0
Wasserkraftwerke	20.2	15.5	35.7
Kernkraftwerke	3.2	4.0	7.2
Konventionell-thermische KW	5.8	12.3	18.1
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.5
- neue KW	1.8	5.3	7.1
- neue WKK	3.0	5.4	8.5
Andere Energien	0.2	0.4	0.6
Mittlere Nettoerzeugung	29.5	32.1	61.5
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	5.8	1.8	7.6
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	4.3	0.1	4.4
Mittlerer Saldo	-2.1	2.6	0.5
Mittlere Beschaffung	27.4	34.6	62.0

prognos 1996

Tabelle AII-17: Elektrizitätsbilanz 2030, TWh (Szenario I, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	27.7	35.2	62.9
Wasserkraftwerke	20.3	15.6	36.0
Kernkraftwerke	0.0	0.0	0.0
Konventionell-thermische KW	7.1	16.1	23.2
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.6
- neue KW	3.1	9.3	12.4
- neue WKK	3.0	5.2	8.2
Andere Energien	0.3	0.4	0.7
Mittlere Nettoerzeugung	27.7	32.1	59.8
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	3.7	1.3	5.1
- Lieferverpflichtungen	1.1	1.1	2.3
- Übrige Exporte	2.6	0.2	2.8
Mittlerer Saldo	0.0	3.1	3.1
Mittlere Beschaffung	27.7	35.2	62.9

prognos 1996

Tabelle All-18: Elektrizitätsbilanz 2000, TWh (Szenario IIa, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.2
Wasserkraftwerke	19.5	14.6	34.1
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	0.8	1.4	2.2
- bestehende KW/WKK	0.8	1.4	2.2
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.0
Mittlere Nettoerzeugung	30.5	28.4	58.9
Importe:	8.5	8.8	17.3
- Bezugsrechte	8.5	8.8	17.3
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	15.2	7.8	23.1
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	13.7	6.1	19.8
Mittlerer Saldo	-6.7	1.0	-5.7
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.2

prognos 1996

Tabelle All-19: Elektrizitätsbilanz 2005, TWh (Szenario IIa, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.1	31.1	56.3
Wasserkraftwerke	19.8	14.7	34.5
Kernkraftwerke	10.1	12.3	22.4
Konventionell-thermische KW	0.9	1.4	2.3
- bestehende KW/WKK	0.9	1.4	2.3
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.1
Mittlere Nettoerzeugung	30.8	28.5	59.2
Importe:	7.9	9.0	16.9
- Bezugsrechte	7.9	9.0	16.9
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.5	6.4	19.9
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	12.0	4.7	16.7
Mittlerer Saldo	-5.6	2.7	-3.0
Mittlere Beschaffung	25.1	31.1	56.3

prognos 1996

Tabelle All-20: Elektrizitätsbilanz 2010, TWh (Szenario IIa, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.1	32.4	58.5
Wasserkraftwerke	20.0	14.8	34.8
Kernkraftwerke	10.0	12.1	22.1
Konventionell-thermische KW	0.9	1.5	2.4
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.4
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.1	0.1	0.2
Mittlere Nettoerzeugung	31.0	28.6	59.5
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	12.7	4.9	17.6
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	11.2	3.1	14.4
Mittlerer Saldo	-4.9	3.9	-1.1
Mittlere Beschaffung	26.1	32.4	58.5

prognos 1996

Tabelle All-21: Elektrizitätsbilanz 2015, TWh (Szenario IIa, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.1	32.7	58.8
Wasserkraftwerke	20.1	15.1	35.1
Kernkraftwerke	10.0	12.1	22.1
Konventionell-thermische KW	0.9	1.5	2.5
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.5
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.1	0.2	0.3
Mittlere Nettoerzeugung	31.1	28.8	60.0
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	12.8	4.9	17.7
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	11.3	3.2	14.5
Mittlerer Saldo	-5.0	3.8	-1.2
Mittlere Beschaffung	26.1	32.7	58.8

prognos 1996

Tabelle AII-22: Elektrizitätsbilanz 2020, TWh (Szenario IIa, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.2	33.0	59.2
Wasserkraftwerke	20.1	15.3	35.4
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	1.0	1.6	2.5
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.5
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.2	0.2	0.4
Mittlere Nettoerzeugung	31.4	29.5	60.9
Importe:	4.5	5.3	9.7
- Bezugsrechte	4.3	5.1	9.4
- Neue Bezugsrechte	0.2	0.2	0.4
Exporte:	9.7	1.8	11.5
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	8.2	0.1	8.3
Mittlerer Saldo	-5.2	3.4	-1.7
Mittlere Beschaffung	26.2	33.0	59.2

prognos 1996

Tabelle AII-23: Elektrizitätsbilanz 2025, TWh (Szenario IIa, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.2	33.2	59.4
Wasserkraftwerke	20.2	15.5	35.7
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	1.0	1.6	2.6
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.6
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.2	0.3	0.5
Mittlere Nettoerzeugung	31.6	29.8	61.3
Importe:	4.5	5.2	9.7
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.8	0.8	1.6
Exporte:	9.8	1.8	11.6
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	8.3	0.1	8.4
Mittlerer Saldo	-5.3	3.4	-1.9
Mittlere Beschaffung	26.2	33.2	59.4

prognos 1996

Tabelle AII-24: Elektrizitätsbilanz 2030, TWh (Szenario IIa, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.3	33.3	59.6
Wasserkraftwerke	20.3	15.6	36.0
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	1.0	1.7	2.7
- bestehende KW/WKK	1.0	1.7	2.7
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.2	0.3	0.5
Mittlere Nettoerzeugung	31.8	30.0	61.8
Importe:	4.5	5.2	9.7
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.8	0.8	1.6
Exporte:	10.0	1.9	11.9
- Lieferverpflichtungen	1.1	1.1	2.3
- Übrige Exporte	8.9	0.8	9.6
Mittlerer Saldo	-5.5	3.3	-2.2
Mittlere Beschaffung	26.3	33.3	59.6

prognos 1996

Tabelle AII-25: Elektrizitätsbilanz 2000, TWh (Szenario IIa, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrof. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.2
Wasserkraftwerke	19.5	14.6	34.1
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	0.8	1.4	2.2
- bestehende KW/WKK	0.8	1.4	2.2
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.0
Mittlere Nettoerzeugung	30.5	28.4	58.9
Importe:	8.5	8.8	17.3
- Bezugsrechte	8.5	8.8	17.3
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	15.2	7.8	23.1
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	13.7	6.1	19.8
Mittlerer Saldo	-6.7	1.0	-5.7
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.2

prognos 1996

Tabelle AII-26: Elektrizitätsbilanz 2005, TWh (Szenario IIa, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrof. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.1	31.1	56.3
Wasserkraftwerke	19.8	14.7	34.5
Kernkraftwerke	10.1	12.3	22.4
Konventionell-thermische KW	0.9	1.4	2.3
- bestehende KW/WKK	0.9	1.4	2.3
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.1
Mittlere Nettoerzeugung	30.8	28.5	59.2
Importe:	7.9	9.0	16.9
- Bezugsrechte	7.9	9.0	16.9
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.5	6.4	19.9
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	12.0	4.7	16.7
Mittlerer Saldo	-5.6	2.7	-3.0
Mittlere Beschaffung	25.1	31.1	56.3

prognos 1996

Tabelle All-27: Elektrizitätsbilanz 2010, TWh (Szenario IIa, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.1	32.4	58.5
Wasserkraftwerke	20.0	14.8	34.8
Kernkraftwerke	10.0	12.1	22.1
Konventionell-thermische KW	0.9	1.5	2.4
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.4
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.1	0.1	0.2
Mittlere Nettoerzeugung	31.0	28.6	59.5
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	12.7	4.9	17.6
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	11.2	3.2	14.4
Mittlerer Saldo	-4.9	3.9	-1.1
Mittlere Beschaffung	26.1	32.4	58.5

prognos 1996

Tabelle All-28: Elektrizitätsbilanz 2015, TWh (Szenario IIa, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.1	32.7	58.8
Wasserkraftwerke	20.0	15.2	35.1
Kernkraftwerke	6.5	7.9	14.3
Konventionell-thermische KW	1.5	2.6	4.1
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.5
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.6	1.1	1.7
Andere Energien	0.1	0.2	0.3
Mittlere Nettoerzeugung	28.1	25.9	53.9
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	9.8	1.9	11.6
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	8.3	0.2	8.4
Mittlerer Saldo	-1.9	6.8	4.9
Mittlere Beschaffung	26.1	32.7	58.8

prognos 1996

Tabelle All-29: Elektrizitätsbilanz 2020, TWh (Szenario IIa, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.2	33.0	59.2
Wasserkraftwerke	20.1	15.3	35.4
Kernkraftwerke	6.4	7.8	14.2
Konventionell-thermische KW	3.5	6.3	9.8
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.5
- neue KW	0.2	0.5	0.7
- neue WKK	2.3	4.2	6.6
Andere Energien	0.2	0.3	0.5
Mittlere Nettoerzeugung	30.2	29.7	59.9
Importe:	4.3	5.1	9.4
- Bezugsrechte	4.3	5.1	9.4
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.3	1.8	10.1
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	6.8	0.1	6.9
Mittlerer Saldo	-3.9	3.3	-0.7
Mittlere Beschaffung	26.2	33.0	59.2

prognos 1996

Tabelle All-30: Elektrizitätsbilanz 2025, TWh (Szenario IIa, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.2	33.2	59.4
Wasserkraftwerke	20.2	15.5	35.7
Kernkraftwerke	3.2	4.0	7.2
Konventionell-thermische KW	5.2	10.8	16.0
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.6
- neue KW	1.4	4.1	5.5
- neue WKK	2.9	5.1	7.9
Andere Energien	0.3	0.4	0.6
Mittlere Nettoerzeugung	28.9	30.6	59.5
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	6.4	1.8	8.2
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	4.9	0.1	5.0
Mittlerer Saldo	-2.7	2.6	-0.1
Mittlere Beschaffung	26.2	33.2	59.4

prognos 1996

Tabelle All-31: Elektrizitätsbilanz 2030, TWh (Szenario IIa, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.3	33.3	59.6
Wasserkraftwerke	20.3	15.6	36.0
Kernkraftwerke	0.0	0.0	0.0
Konventionell-thermische KW	6.4	14.1	20.6
- bestehende KW/WKK	1.0	1.7	2.7
- neue KW	2.5	7.6	10.1
- neue WKK	2.9	4.9	7.8
Andere Energien	0.3	0.5	0.8
Mittlere Nettoerzeugung	27.1	30.3	57.3
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	4.5	1.3	5.8
- Lieferverpflichtungen	1.1	1.1	2.3
- Übrige Exporte	3.4	0.2	3.6
Mittlerer Saldo	-0.8	3.1	2.3
Mittlere Beschaffung	26.3	33.3	59.6

prognos 1996

Tabelle All-32: Elektrizitätsbilanz 2000, TWh (Szenario IIb, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.3
Wasserkraftwerke	19.5	14.6	34.1
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	0.8	1.4	2.2
- bestehende KW/WKK	0.8	1.4	2.2
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.0
Mittlere Nettoerzeugung	30.5	28.4	58.9
Importe:	8.5	8.8	17.3
- Bezugsrechte	8.5	8.8	17.3
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	15.2	7.8	23.0
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	13.7	6.1	19.8
Mittlerer Saldo	-6.7	1.0	-5.7
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.3

prognos 1996

Tabelle All-33: Elektrizitätsbilanz 2005, TWh (Szenario IIb, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.2	31.2	56.3
Wasserkraftwerke	19.8	14.7	34.5
Kernkraftwerke	10.1	12.3	22.4
Konventionell-thermische KW	0.9	1.4	2.3
- bestehende KW/WKK	0.9	1.4	2.3
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.1
Mittlere Nettoerzeugung	30.8	28.5	59.2
Importe:	7.9	9.0	16.9
- Bezugsrechte	7.9	9.0	16.9
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.5	6.4	19.8
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	12.0	4.7	16.6
Mittlerer Saldo	-5.6	2.7	-2.9
Mittlere Beschaffung	25.2	31.2	56.3

prognos 1996

Tabelle All-34: Elektrizitätsbilanz 2010, TWh (Szenario IIb, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.1	32.5	58.6
Wasserkraftwerke	20.0	14.8	34.8
Kernkraftwerke	10.0	12.1	22.1
Konventionell-thermische KW	0.9	1.5	2.4
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.4
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.1	0.1	0.2
Mittlere Nettoerzeugung	31.0	28.5	59.5
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	12.7	4.7	17.4
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	11.2	3.0	14.2
Mittlerer Saldo	-4.8	4.0	-0.9
Mittlere Beschaffung	26.1	32.5	58.6

prognos 1996

Tabelle All-35: Elektrizitätsbilanz 2015, TWh (Szenario IIb, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.3	32.9	59.2
Wasserkraftwerke	20.1	15.1	35.1
Kernkraftwerke	10.0	12.1	22.1
Konventionell-thermische KW	0.9	1.5	2.4
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.4
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.1	0.2	0.3
Mittlere Nettoerzeugung	31.1	28.8	60.0
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	12.7	4.7	17.3
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	11.2	3.0	14.1
Mittlerer Saldo	-4.9	4.1	-0.8
Mittlere Beschaffung	26.3	32.9	59.2

prognos 1996

Tabelle All-36: Elektrizitätsbilanz 2020, TWh (Szenario IIb, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.5	33.3	59.8
Wasserkraftwerke	20.1	15.3	35.4
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	1.0	1.5	2.5
- bestehende KW/WKK	1.0	1.5	2.5
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.2	0.2	0.4
Mittlere Nettoerzeugung	31.4	29.5	60.9
Importe:	4.8	5.6	10.4
- Bezugsrechte	4.3	5.1	9.4
- Neue Bezugsrechte	0.5	0.5	1.0
Exporte:	9.7	1.8	11.5
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	8.2	0.1	8.3
Mittlerer Saldo	-4.9	3.8	-1.1
Mittlere Beschaffung	26.5	33.3	59.8

prognos 1996

Tabelle All-37: Elektrizitätsbilanz 2025, TWh (Szenario IIb, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.5	33.5	60.0
Wasserkraftwerke	20.2	15.5	35.7
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	1.0	1.6	2.6
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.6
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.2	0.3	0.5
Mittlere Nettoerzeugung	31.6	29.8	61.3
Importe:	4.8	5.5	10.3
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	1.1	1.2	2.2
Exporte:	9.8	1.8	11.7
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	8.3	0.1	8.5
Mittlerer Saldo	-5.1	3.7	-1.3
Mittlere Beschaffung	26.5	33.5	60.0

prognos 1996

Tabelle All-38: Elektrizitätsbilanz 2030, TWh (Szenario IIb, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.5	33.7	60.2
Wasserkraftwerke	20.3	15.6	36.0
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	1.0	1.6	2.6
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.6
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.2	0.3	0.6
Mittlere Nettoerzeugung	31.8	30.0	61.8
Importe:	4.8	5.5	10.3
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	1.1	1.2	2.2
Exporte:	10.1	1.9	12.0
- Lieferverpflichtungen	1.1	1.1	2.3
- Übrige Exporte	8.9	0.8	9.7
Mittlerer Saldo	-5.3	3.6	-1.6
Mittlere Beschaffung	26.5	33.7	60.2

prognos 1996

Tabelle All-39: Elektrizitätsbilanz 2000, TWh (Szenario IIb, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.3
Wasserkraftwerke	19.5	14.6	34.1
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	0.8	1.4	2.2
- bestehende KW/WKK	0.8	1.4	2.2
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.0
Mittlere Nettoerzeugung	30.5	28.4	58.9
Importe:	8.5	8.8	17.3
- Bezugsrechte	8.5	8.8	17.3
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	15.2	7.8	23.0
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	13.7	6.1	19.8
Mittlerer Saldo	-6.7	1.0	-5.7
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.3

prognos 1996

Tabelle All-40: Elektrizitätsbilanz 2005, TWh (Szenario IIb, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.3
Wasserkraftwerke	19.5	14.6	34.1
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	0.8	1.4	2.2
- bestehende KW/WKK	0.8	1.4	2.2
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.0
Mittlere Nettoerzeugung	30.5	28.4	58.9
Importe:	8.5	8.8	17.3
- Bezugsrechte	8.5	8.8	17.3
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	15.2	7.8	23.0
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	13.7	6.1	19.8
Mittlerer Saldo	-6.7	1.0	-5.7
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.3

prognos 1996

Tabelle All-41: Elektrizitätsbilanz 2010, TWh (Szenario IIb, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.1	32.5	58.6
Wasserkraftwerke	20.0	14.8	34.8
Kernkraftwerke	10.0	12.1	22.1
Konventionell-thermische KW	0.9	1.5	2.4
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.4
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.1	0.1	0.2
Mittlere Nettoerzeugung	31.0	28.6	59.5
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	12.7	4.7	17.4
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	11.2	3.0	14.2
Mittlerer Saldo	-4.8	4.0	-0.9
Mittlere Beschaffung	26.1	32.5	58.6

prognos 1996

Tabelle All-42: Elektrizitätsbilanz 2015, TWh (Szenario IIb, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.3	32.9	59.2
Wasserkraftwerke	20.0	15.2	35.1
Kernkraftwerke	6.5	7.9	14.3
Konventionell-thermische KW	1.6	2.8	4.4
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.4
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.7	1.3	2.0
Andere Energien	0.1	0.2	0.4
Mittlere Nettoerzeugung	28.2	26.0	54.2
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	9.7	1.9	11.6
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	8.2	0.2	8.4
Mittlerer Saldo	-1.9	6.8	4.9
Mittlere Beschaffung	26.3	32.9	59.2

prognos 1996

Tabelle All-43: Elektrizitätsbilanz 2020, TWh (Szenario IIb, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.5	33.3	59.8
Wasserkraftwerke	20.1	15.3	35.4
Kernkraftwerke	6.4	7.8	14.2
Konventionell-thermische KW	3.5	6.6	10.1
- bestehende KW/WKK	1.0	1.5	2.5
- neue KW	0.4	1.2	1.6
- neue WKK	2.1	3.9	6.0
Andere Energien	0.2	0.3	0.6
Mittlere Nettoerzeugung	30.2	30.1	60.3
Importe:	4.3	5.1	9.4
- Bezugsrechte	4.3	5.1	9.4
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.0	1.8	9.8
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	6.5	0.1	6.6
Mittlerer Saldo	-3.7	3.3	-0.4
Mittlere Beschaffung	26.5	33.3	59.8

prognos 1996

Tabelle All-44: Elektrizitätsbilanz 2025, TWh (Szenario IIb, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.5	33.5	60.0
Wasserkraftwerke	20.2	15.5	35.7
Kernkraftwerke	3.2	4.0	7.2
Konventionell-thermische KW	5.2	11.1	16.3
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.6
- neue KW	1.6	4.9	6.5
- neue WKK	2.6	4.6	7.3
Andere Energien	0.3	0.4	0.7
Mittlere Nettoerzeugung	28.9	30.9	59.9
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	6.1	1.8	8.0
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	4.6	0.1	4.8
Mittlerer Saldo	-2.4	2.6	0.1
Mittlere Beschaffung	26.5	33.5	60.0

prognos 1996

Tabelle AII-45: Elektrizitätsbilanz 2030, TWh (Szenario IIb, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrof. Jahr
Mittlere Beschaffung	26.5	33.7	60.2
Wasserkraftwerke	20.3	15.6	36.0
Kernkraftwerke	0.0	0.0	0.0
Konventionell-thermische KW	6.4	14.4	20.8
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.6
- neue KW	2.8	8.3	11.1
- neue WKK	2.6	4.5	7.1
Andere Energien	0.3	0.5	0.8
Mittlere Nettoerzeugung	27.1	30.6	57.6
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	4.3	1.3	5.6
- Lieferverpflichtungen	1.1	1.1	2.3
- Übrige Exporte	3.2	0.2	3.3
Mittlerer Saldo	-0.6	3.1	2.5
Mittlere Beschaffung	26.5	33.7	60.2

prognos 1996

Tabelle All-46: Elektrizitätsbilanz 2000, TWh (Szenario IIIa, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.2
Wasserkraftwerke	19.5	14.6	34.1
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	0.8	1.4	2.2
- bestehende KW/WKK	0.8	1.4	2.2
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.0
Mittlere Nettoerzeugung	30.5	28.4	58.9
Importe:	8.5	8.8	17.3
- Bezugsrechte	8.5	8.8	17.3
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	15.2	7.8	23.0
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	13.7	6.1	19.8
Mittlerer Saldo	-6.7	1.0	-5.7
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.2

prognos 1996

Tabelle All-47: Elektrizitätsbilanz 2005, TWh (Szenario IIIa, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	24.9	30.9	55.8
Wasserkraftwerke	19.8	14.7	34.5
Kernkraftwerke	10.1	12.3	22.3
Konventionell-thermische KW	0.9	1.4	2.3
- bestehende KW/WKK	0.9	1.4	2.3
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.1	0.1
Mittlere Nettoerzeugung	30.8	28.5	59.3
Importe:	7.9	9.0	16.9
- Bezugsrechte	7.9	9.0	16.9
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.7	6.7	20.4
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	12.2	5.0	17.2
Mittlerer Saldo	-5.8	2.4	-3.4
Mittlere Beschaffung	24.9	30.9	55.8

prognos 1996

Tabelle All-48: Elektrizitätsbilanz 2010, TWh (Szenario IIIa, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.6	31.8	57.4
Wasserkraftwerke	20.0	14.8	34.8
Kernkraftwerke	10.0	12.1	22.1
Konventionell-thermische KW	1.0	1.5	2.5
- bestehende KW/WKK	1.0	1.5	2.5
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.2	0.4	0.5
Mittlere Nettoerzeugung	31.1	28.9	60.0
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.4	5.8	19.1
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	11.9	4.1	15.9
Mittlerer Saldo	-5.5	3.0	-2.6
Mittlere Beschaffung	25.6	31.8	57.4

prognos 1996

Tabelle All-49: Elektrizitätsbilanz 2015, TWh (Szenario IIIa, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.3	31.7	57.0
Wasserkraftwerke	20.2	14.9	35.1
Kernkraftwerke	8.2	10.0	18.2
Konventionell-thermische KW	1.0	1.6	2.6
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.6
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.1
Andere Energien	0.4	0.8	1.2
Mittlere Nettoerzeugung	29.9	27.4	57.2
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	12.3	4.4	16.7
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	10.8	2.7	13.5
Mittlerer Saldo	-4.5	4.3	-0.2
Mittlere Beschaffung	25.3	31.7	57.0

prognos 1996

Tabelle All-50: Elektrizitätsbilanz 2020, TWh (Szenario IIIa, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.1	31.6	56.7
Wasserkraftwerke	20.1	15.3	35.4
Kernkraftwerke	8.2	10.0	18.2
Konventionell-thermische KW	1.1	1.7	2.8
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.7
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.1	0.1
Andere Energien	0.7	1.3	1.9
Mittlere Nettoerzeugung	30.0	28.3	58.3
Importe:	4.3	5.1	9.4
- Bezugsrechte	4.3	5.1	9.4
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	9.2	1.8	11.0
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	7.7	0.1	7.8
Mittlerer Saldo	-4.9	3.3	-1.6
Mittlere Beschaffung	25.1	31.6	56.7

prognos 1996

Tabelle All-51: Elektrizitätsbilanz 2025, TWh (Szenario IIIa, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	24.7	31.2	55.9
Wasserkraftwerke	20.2	15.5	35.7
Kernkraftwerke	7.9	9.6	17.5
Konventionell-thermische KW	1.1	1.8	2.9
- bestehende KW/WKK	1.0	1.7	2.7
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.1	0.1	0.1
Andere Energien	0.9	1.7	2.6
Mittlere Nettoerzeugung	30.1	28.6	58.7
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	9.1	1.8	11.0
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	7.6	0.1	7.8
Mittlerer Saldo	-5.4	2.6	-2.9
Mittlere Beschaffung	24.7	31.2	55.9

prognos 1996

Tabelle All-52: Elektrizitätsbilanz 2030, TWh (Szenario IIIa, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	24.2	30.8	55.0
Wasserkraftwerke	20.3	15.6	36.0
Kernkraftwerke	6.5	7.9	14.4
Konventionell-thermische KW	1.2	1.9	3.1
- bestehende KW/WKK	1.1	1.8	2.9
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.1	0.1	0.2
Andere Energien	1.3	2.3	3.5
Mittlere Nettoerzeugung	29.3	27.7	57.0
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.7	1.3	10.0
- Lieferverpflichtungen	1.1	1.1	2.3
- Übrige Exporte	7.6	0.2	7.8
Mittlerer Saldo	-5.0	3.1	-1.9
Mittlere Beschaffung	24.2	30.8	55.0

prognos 1996

Tabelle All-53: Elektrizitätsbilanz 2000, TWh (Szenario IIIa, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.2
Wasserkraftwerke	19.5	14.6	34.1
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	0.8	1.4	2.2
- bestehende KW/WKK	0.8	1.4	2.2
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.0
Mittlere Nettoerzeugung	30.5	28.4	58.9
Importe:	8.5	8.8	17.3
- Bezugsrechte	8.5	8.8	17.3
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	15.2	7.8	23.0
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	13.7	6.1	19.8
Mittlerer Saldo	-6.7	1.0	-5.7
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.2

prognos 1996

Tabelle All-54: Elektrizitätsbilanz 2005, TWh (Szenario IIIa, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	24.9	30.9	55.8
Wasserkraftwerke	19.8	14.7	34.5
Kernkraftwerke	10.1	12.3	22.4
Konventionell-thermische KW	0.9	1.4	2.3
- bestehende KW/WKK	0.9	1.4	2.3
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.1	0.1
Mittlere Nettoerzeugung	30.8	28.5	59.3
Importe:	7.9	9.0	16.9
- Bezugsrechte	7.9	9.0	16.9
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.7	6.7	20.4
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	12.2	5.0	17.2
Mittlerer Saldo	-5.8	2.4	-3.4
Mittlere Beschaffung	24.9	30.9	55.8

prognos 1996

Tabelle All-55: Elektrizitätsbilanz 2010, TWh (Szenario IIIa, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.6	31.8	57.4
Wasserkraftwerke	20.0	14.8	34.8
Kernkraftwerke	10.0	12.1	22.1
Konventionell-thermische KW	1.0	1.5	2.5
- bestehende KW/WKK	1.0	1.5	2.5
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.2	0.4	0.5
Mittlere Nettoerzeugung	31.1	28.9	60.0
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.4	5.8	19.1
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	11.9	4.1	15.9
Mittlerer Saldo	-5.5	3.0	-2.6
Mittlere Beschaffung	25.6	31.8	57.4

prognos 1996

Tabelle All-56: Elektrizitätsbilanz 2015, TWh (Szenario IIIa, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.3	31.7	57.0
Wasserkraftwerke	20.2	14.9	35.1
Kernkraftwerke	6.5	7.9	14.3
Konventionell-thermische KW	1.0	1.6	2.6
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.6
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.4	0.8	1.2
Mittlere Nettoerzeugung	28.1	25.2	53.3
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	10.6	2.2	12.8
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	9.1	0.5	9.6
Mittlerer Saldo	-2.7	6.5	3.8
Mittlere Beschaffung	25.3	31.7	57.0

prognos 1996

Tabelle All-57: Elektrizitätsbilanz 2020, TWh (Szenario IIIa, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.1	31.6	56.7
Wasserkraftwerke	20.1	15.3	35.4
Kernkraftwerke	6.4	7.8	14.2
Konventionell-thermische KW	2.2	3.9	6.1
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.7
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	1.2	2.3	3.5
Andere Energien	0.7	1.3	1.9
Mittlere Nettoerzeugung	29.4	28.3	57.7
Importe:	4.3	5.1	9.4
- Bezugsrechte	4.3	5.1	9.4
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.6	1.8	10.4
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	7.1	0.1	7.2
Mittlerer Saldo	-4.3	3.2	-1.0
Mittlere Beschaffung	25.1	31.6	56.7

prognos 1996

Tabelle All-58: Elektrizitätsbilanz 2025, TWh (Szenario IIIa, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	24.7	31.2	55.9
Wasserkraftwerke	20.2	15.5	35.7
Kernkraftwerke	3.2	4.0	7.2
Konventionell-thermische KW	3.6	7.5	11.0
- bestehende KW/WKK	1.0	1.7	2.7
- neue KW	0.9	2.7	3.6
- neue WKK	1.6	3.1	4.7
Andere Energien	0.9	1.7	2.6
Mittlere Nettoerzeugung	27.9	28.6	56.5
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	7.0	1.8	8.8
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	5.5	0.1	5.6
Mittlerer Saldo	-3.2	2.6	-0.7
Mittlere Beschaffung	24.7	31.2	55.9

prognos 1996

Tabelle AII-59: Elektrizitätsbilanz 2030, TWh (Szenario IIIa, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	24.2	30.8	55.0
Wasserkraftwerke	20.3	15.6	36.0
Kernkraftwerke	0.0	0.0	0.0
Konventionell-thermische KW	4.4	9.8	14.2
- bestehende KW/WKK	1.1	1.8	2.9
- neue KW	1.7	5.0	6.6
- neue WKK	1.6	3.0	4.7
Andere Energien	1.3	2.3	3.5
Mittlere Nettoerzeugung	26.0	27.7	53.7
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	5.5	1.3	6.8
- Lieferverpflichtungen	1.1	1.1	2.3
- Übrige Exporte	4.4	0.2	4.5
Mittlerer Saldo	-1.8	3.1	1.3
Mittlere Beschaffung	24.2	30.8	55.0

prognos 1996

Tabelle AII-60: Elektrizitätsbilanz 2000, TWh (Szenario IIIb, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.2
Wasserkraftwerke	19.5	14.6	34.1
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	0.8	1.4	2.2
- bestehende KW/WKK	0.8	1.4	2.2
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.0
Mittlere Nettoerzeugung	30.5	28.4	58.9
Importe:	8.5	8.8	17.3
- Bezugsrechte	8.5	8.8	17.3
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	15.2	7.8	23.1
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	13.7	6.1	19.8
Mittlerer Saldo	-6.7	1.0	-5.7
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.2

prognos 1996

Tabelle AII-61: Elektrizitätsbilanz 2005, TWh (Szenario IIIb, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.1	31.1	56.2
Wasserkraftwerke	19.8	14.7	34.5
Kernkraftwerke	10.1	12.2	22.3
Konventionell-thermische KW	0.9	1.5	2.4
- bestehende KW/WKK	0.9	1.4	2.3
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.1
Andere Energien	0.0	0.1	0.1
Mittlere Nettoerzeugung	30.8	28.5	59.3
Importe:	7.9	9.0	16.9
- Bezugsrechte	7.9	9.0	16.9
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.5	6.5	20.0
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	12.0	4.8	16.8
Mittlerer Saldo	-5.7	2.6	-3.1
Mittlere Beschaffung	25.1	31.1	56.2

prognos 1996

Tabelle AII-62: Elektrizitätsbilanz 2010, TWh (Szenario IIIb, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.8	32.1	58.0
Wasserkraftwerke	20.0	14.8	34.8
Kernkraftwerke	9.8	11.9	21.7
Konventionell-thermische KW	1.1	1.7	2.8
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.4
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.2	0.2	0.4
Andere Energien	0.2	0.4	0.6
Mittlere Nettoerzeugung	31.1	28.8	59.9
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.1	5.4	18.5
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	11.6	3.7	15.3
Mittlerer Saldo	-5.2	3.3	-1.9
Mittlere Beschaffung	25.8	32.1	58.0

prognos 1996

Tabelle AII-63: Elektrizitätsbilanz 2015, TWh (Szenario IIIb, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.9	32.3	58.2
Wasserkraftwerke	20.1	15.1	35.1
Kernkraftwerke	8.9	10.8	19.7
Konventionell-thermische KW	1.2	2.0	3.2
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.5
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.3	0.5	0.7
Andere Energien	0.3	0.6	1.0
Mittlere Nettoerzeugung	30.5	28.5	59.0
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	12.5	4.9	17.4
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	11.0	3.2	14.2
Mittlerer Saldo	-4.7	3.8	-0.8
Mittlere Beschaffung	25.9	32.3	58.2

prognos 1996

Tabelle All-64: Elektrizitätsbilanz 2020, TWh (Szenario IIIb, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.9	32.5	58.4
Wasserkraftwerke	20.1	15.3	35.4
Kernkraftwerke	8.9	10.8	19.7
Konventionell-thermische KW	1.3	2.2	3.6
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.5
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.4	0.7	1.0
Andere Energien	0.5	0.9	1.4
Mittlere Nettoerzeugung	30.8	29.3	60.1
Importe:	4.3	5.1	9.4
- Bezugsrechte	4.3	5.1	9.4
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	9.2	1.8	11.0
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	7.7	0.1	7.8
Mittlerer Saldo	-4.9	3.3	-1.6
Mittlere Beschaffung	25.9	32.5	58.4

prognos 1996

Tabelle All-65: Elektrizitätsbilanz 2025, TWh (Szenario IIIb, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.8	32.6	58.5
Wasserkraftwerke	20.2	15.5	35.7
Kernkraftwerke	9.0	11.0	20.0
Konventionell-thermische KW	1.5	2.5	4.0
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.6
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.5	0.9	1.4
Andere Energien	0.6	1.2	1.8
Mittlere Nettoerzeugung	31.3	30.1	61.3
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	9.2	1.8	11.0
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	7.7	0.1	7.8
Mittlerer Saldo	-5.4	2.6	-2.9
Mittlere Beschaffung	25.8	32.6	58.5

prognos 1996

Tabelle AII-66: Elektrizitätsbilanz 2030, TWh (Szenario IIIb, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.8	32.8	58.6
Wasserkraftwerke	20.3	15.6	36.0
Kernkraftwerke	8.5	10.3	18.8
Konventionell-thermische KW	1.5	2.5	4.0
- bestehende KW/WKK	1.0	1.7	2.7
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.5	0.9	1.4
Andere Energien	0.6	1.2	1.9
Mittlere Nettoerzeugung	30.9	29.7	60.6
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.8	1.3	10.1
- Lieferverpflichtungen	1.1	1.1	2.3
- Übrige Exporte	7.7	0.2	-7.9
Mittlerer Saldo	-5.1	3.1	-2.0
Mittlere Beschaffung	25.8	32.8	58.6

prognos 1996

Tabelle AII-67: Elektrizitätsbilanz 2000, TWh (Szenario IIIb, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.2
Wasserkraftwerke	19.5	14.6	34.1
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	0.8	1.4	2.2
- bestehende KW/WKK	0.8	1.4	2.2
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.0
Mittlere Nettoerzeugung	30.5	28.4	58.9
Importe:	8.5	8.8	17.3
- Bezugsrechte	8.5	8.8	17.3
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	15.2	7.8	23.1
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	13.7	6.1	19.8
Mittlerer Saldo	-6.7	1.0	-5.7
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.2

prognos 1996

Tabelle AII-68: Elektrizitätsbilanz 2005, TWh (Szenario IIIb, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.1	31.1	56.2
Wasserkraftwerke	19.8	14.7	34.5
Kernkraftwerke	10.1	12.2	22.3
Konventionell-thermische KW	0.9	1.5	2.4
- bestehende KW/WKK	0.9	1.4	2.3
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.1
Andere Energien	0.0	0.1	0.1
Mittlere Nettoerzeugung	30.8	28.5	59.3
Importe:	7.9	9.0	16.9
- Bezugsrechte	7.9	9.0	16.9
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.5	6.5	20.0
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	12.0	4.8	16.8
Mittlerer Saldo	-5.7	2.6	-3.1
Mittlere Beschaffung	25.1	31.1	56.2

prognos 1996

Tabelle AII-69: Elektrizitätsbilanz 2010, TWh (Szenario IIIb, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.8	32.1	58.0
Wasserkraftwerke	20.0	14.8	34.8
Kernkraftwerke	9.8	11.9	21.7
Konventionell-thermische KW	1.1	1.7	2.8
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.4
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.2	0.2	0.4
Andere Energien	0.2	0.4	0.6
Mittlere Nettoerzeugung	31.1	28.8	59.9
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.1	5.4	18.5
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	11.6	3.7	15.3
Mittlerer Saldo	-5.2	3.3	-1.9
Mittlere Beschaffung	25.8	32.1	58.0

prognos 1996

Tabelle AII-70: Elektrizitätsbilanz 2015, TWh (Szenario IIIb, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.9	32.3	58.2
Wasserkraftwerke	20.0	15.2	35.1
Kernkraftwerke	6.3	7.7	14.0
Konventionell-thermische KW	1.2	2.0	3.2
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.5
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.3	0.5	0.7
Andere Energien	0.3	0.6	1.0
Mittlere Nettoerzeugung	27.8	25.5	53.3
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	9.8	1.9	11.7
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	8.3	0.2	8.5
Mittlerer Saldo	-2.0	6.8	4.8
Mittlere Beschaffung	25.9	32.3	58.2

prognos 1996

Tabelle All-71: Elektrizitätsbilanz 2020, TWh (Szenario IIIb, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.9	32.5	58.4
Wasserkraftwerke	20.1	15.3	35.4
Kernkraftwerke	6.4	7.8	14.2
Konventionell-thermische KW	3.0	5.3	8.3
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.5
- neue KW	0.0	0.1	0.2
- neue WKK	2.0	3.6	5.6
Andere Energien	0.5	0.9	1.4
Mittlere Nettoerzeugung	29.9	29.3	59.2
Importe:	4.3	5.1	9.4
- Bezugsrechte	4.3	5.1	9.4
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.4	1.8	10.2
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	6.9	0.1	7.0
Mittlerer Saldo	-4.1	3.3	-0.8
Mittlere Beschaffung	25.9	32.5	58.4

prognos 1996

Tabelle All-72: Elektrizitätsbilanz 2025, TWh (Szenario IIIb, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.8	32.6	58.5
Wasserkraftwerke	20.2	15.5	35.7
Kernkraftwerke	3.2	4.0	7.2
Konventionell-thermische KW	4.5	9.5	14.0
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.6
- neue KW	1.4	4.0	5.4
- neue WKK	2.2	3.9	6.0
Andere Energien	0.6	1.2	1.8
Mittlere Nettoerzeugung	28.6	30.1	58.6
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	6.5	1.8	8.3
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	5.0	0.1	5.1
Mittlerer Saldo	-2.7	2.6	-0.2
Mittlere Beschaffung	25.8	32.6	58.5

prognos 1996

Tabelle All-73: Elektrizitätsbilanz 2030, TWh (Szenario IIIb, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.8	32.8	58.6
Wasserkraftwerke	20.3	15.6	36.0
Kernkraftwerke	0.0	0.0	0.0
Konventionell-thermische KW	5.6	12.9	18.4
- bestehende KW/WKK	1.0	1.7	2.7
- neue KW	2.5	7.4	9.9
- neue WKK	2.1	3.8	5.9
Andere Energien	0.6	1.2	1.9
Mittlere Nettoerzeugung	26.6	29.7	56.3
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	4.5	1.3	5.8
- Lieferverpflichtungen	1.1	1.1	2.3
- Übrige Exporte	3.3	0.2	3.5
Mittlerer Saldo	-0.8	3.1	2.3
Mittlere Beschaffung	25.8	32.8	58.6

prognos 1996

Tabelle All-74: Elektrizitätsbilanz 2000, TWh (Szenario IIIc, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.2
Wasserkraftwerke	19.5	14.6	34.1
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	0.8	1.4	2.2
- bestehende KW/WKK	0.8	1.4	2.2
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.0
Mittlere Nettoerzeugung	30.5	28.4	58.9
Importe:	8.5	8.8	17.3
- Bezugsrechte	8.5	8.8	17.3
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	15.2	7.8	23.1
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	13.7	6.1	19.8
Mittlerer Saldo	-6.7	1.0	-5.7
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.2

prognos 1996

Tabelle All-75: Elektrizitätsbilanz 2005, TWh (Szenario IIIc, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	24.9	30.9	55.8
Wasserkraftwerke	19.8	14.7	34.5
Kernkraftwerke	10.1	12.2	22.3
Konventionell-thermische KW	0.9	1.5	2.4
- bestehende KW/WKK	0.9	1.4	2.3
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.1	0.1
Mittlere Nettoerzeugung	30.8	28.5	59.3
Importe:	7.9	9.0	16.9
- Bezugsrechte	7.9	9.0	16.9
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.7	6.7	20.4
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	12.2	5.0	17.2
Mittlerer Saldo	-5.9	2.4	-3.5
Mittlere Beschaffung	24.9	30.9	55.8

prognos 1996

Tabelle All-76: Elektrizitätsbilanz 2010, TWh (Szenario IIIc, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.5	31.7	57.1
Wasserkraftwerke	20.0	14.8	34.8
Kernkraftwerke	9.8	11.9	21.7
Konventionell-thermische KW	1.1	1.7	2.9
- bestehende KW/WKK	1.0	1.5	2.5
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.2	0.2	0.4
Andere Energien	0.3	0.5	0.8
Mittlere Nettoerzeugung	31.2	29.0	60.2
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.5	6.0	19.6
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	12.0	4.3	16.4
Mittlerer Saldo	-5.7	2.7	-3.0
Mittlere Beschaffung	25.5	31.7	57.1

prognos 1996

Tabelle All-77: Elektrizitätsbilanz 2015, TWh (Szenario IIIc, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.2	31.5	56.6
Wasserkraftwerke	20.2	14.9	35.1
Kernkraftwerke	7.1	8.6	15.7
Konventionell-thermische KW	1.3	2.0	3.3
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.6
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.3	0.4	0.7
Andere Energien	0.6	1.1	1.7
Mittlere Nettoerzeugung	29.2	26.6	55.8
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	11.9	3.9	15.7
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	10.4	2.2	12.5
Mittlerer Saldo	-4.0	4.9	0.8
Mittlere Beschaffung	25.2	31.5	56.6

prognos 1996

Tabelle All-78: Elektrizitätsbilanz 2020, TWh (Szenario IIIc, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	24.8	31.2	56.0
Wasserkraftwerke	20.1	15.3	35.4
Kernkraftwerke	7.1	8.6	15.7
Konventionell-thermische KW	1.4	2.3	3.7
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.7
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.4	0.7	1.0
Andere Energien	0.9	1.7	2.6
Mittlere Nettoerzeugung	29.4	28.0	57.4
Importe:	4.3	5.1	9.4
- Bezugsrechte	4.3	5.1	9.4
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.9	1.8	10.8
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	7.4	0.1	7.5
Mittlerer Saldo	-4.6	3.3	-1.4
Mittlere Beschaffung	24.8	31.2	56.0

prognos 1996

Tabelle All-79: Elektrizitätsbilanz 2025, TWh (Szenario IIIc, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	24.3	30.7	55.0
Wasserkraftwerke	20.2	15.5	35.7
Kernkraftwerke	6.4	7.8	14.3
Konventionell-thermische KW	1.5	2.6	4.1
- bestehende KW/WKK	1.0	1.7	2.7
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.5	0.9	1.3
Andere Energien	1.2	2.3	3.5
Mittlere Nettoerzeugung	29.4	28.2	57.5
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.8	1.8	10.6
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	7.3	0.1	7.4
Mittlerer Saldo	-5.1	2.6	-2.5
Mittlere Beschaffung	24.3	30.7	55.0

prognos 1996

Tabelle AII-80: Elektrizitätsbilanz 2030, TWh (Szenario IIIc, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.9	30.3	54.2
Wasserkraftwerke	20.3	15.6	36.0
Kernkraftwerke	5.0	6.1	11.1
Konventionell-thermische KW	1.6	2.7	4.2
- bestehende KW/WKK	1.1	1.8	2.9
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.5	0.9	1.4
Andere Energien	1.6	2.8	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	28.5	27.2	55.8
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.4	1.3	9.7
- Lieferverpflichtungen	1.1	1.1	2.3
- Übrige Exporte	7.2	0.2	7.4
Mittlerer Saldo	-4.7	3.1	-1.6
Mittlere Beschaffung	23.9	30.3	54.2

prognos 1996

Tabelle All-81: Elektrizitätsbilanz 2000, TWh (Szenario IIIc, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.2
Wasserkraftwerke	19.5	14.6	34.1
Kernkraftwerke	10.2	12.4	22.6
Konventionell-thermische KW	0.8	1.4	2.2
- bestehende KW/WKK	0.8	1.4	2.2
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.0	0.0
Mittlere Nettoerzeugung	30.5	28.4	58.9
Importe:	8.5	8.8	17.3
- Bezugsrechte	8.5	8.8	17.3
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	15.2	7.8	23.1
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	13.7	6.1	19.8
Mittlerer Saldo	-6.7	1.0	-5.7
Mittlere Beschaffung	23.9	29.4	53.2

prognos 1996

Tabelle All-82: Elektrizitätsbilanz 2005, TWh (Szenario IIIc, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	24.9	30.9	55.8
Wasserkraftwerke	19.8	14.7	34.5
Kernkraftwerke	10.1	12.2	22.3
Konventionell-thermische KW	0.9	1.5	2.4
- bestehende KW/WKK	0.9	1.4	2.3
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.0	0.0	0.0
Andere Energien	0.0	0.1	0.1
Mittlere Nettoerzeugung	30.8	28.5	59.3
Importe:	7.9	9.0	16.9
- Bezugsrechte	7.9	9.0	16.9
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.7	6.7	20.4
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	12.2	5.0	17.2
Mittlerer Saldo	-5.9	2.4	-3.5
Mittlere Beschaffung	24.9	30.9	55.8

prognos 1996

Tabelle All-83: Elektrizitätsbilanz 2010, TWh (Szenario IIIc, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.5	31.7	57.1
Wasserkraftwerke	20.0	14.8	34.8
Kernkraftwerke	9.8	11.9	21.7
Konventionell-thermische KW	1.1	1.7	2.9
- bestehende KW/WKK	1.0	1.5	2.5
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.2	0.2	0.4
Andere Energien	0.3	0.5	0.8
Mittlere Nettoerzeugung	31.2	29.0	60.2
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.5	6.0	19.6
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	12.0	4.3	16.4
Mittlerer Saldo	-5.7	2.7	-3.0
Mittlere Beschaffung	25.5	31.7	57.1

prognos 1996

Tabelle All-84: Elektrizitätsbilanz 2015, TWh (Szenario IIIc, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.2	31.5	56.6
Wasserkraftwerke	20.2	14.9	35.1
Kernkraftwerke	6.1	7.5	13.6
Konventionell-thermische KW	1.2	2.1	3.3
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.6
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.2	0.5	0.7
Andere Energien	0.6	1.1	1.7
Mittlere Nettoerzeugung	28.2	25.5	53.7
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	10.9	2.7	13.6
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	9.4	1.0	10.4
Mittlerer Saldo	-3.1	6.0	2.9
Mittlere Beschaffung	25.2	31.5	56.6

prognos 1996

Tabelle AII-85: Elektrizitätsbilanz 2020, TWh (Szenario IIIc, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	24.8	31.2	56.0
Wasserkraftwerke	20.1	15.3	35.4
Kernkraftwerke	6.4	7.8	14.2
Konventionell-thermische KW	1.8	3.1	4.9
- bestehende KW/WKK	1.0	1.6	2.7
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.8	1.5	2.3
Andere Energien	0.9	1.7	2.6
Mittlere Nettoerzeugung	29.2	28.0	57.1
Importe:	4.3	5.1	9.4
- Bezugsrechte	4.3	5.1	9.4
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.7	1.8	10.5
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	7.2	0.1	7.3
Mittlerer Saldo	-4.4	3.2	-1.1
Mittlere Beschaffung	24.8	31.2	56.0

prognos 1996

Tabelle AII-86: Elektrizitätsbilanz 2025, TWh (Szenario IIIc, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	24.3	30.7	55.0
Wasserkraftwerke	20.2	15.5	35.7
Kernkraftwerke	3.2	4.0	7.2
Konventionell-thermische KW	3.1	6.4	9.5
- bestehende KW/WKK	1.0	1.7	2.7
- neue KW	0.8	2.5	3.4
- neue WKK	1.2	2.2	3.4
Andere Energien	1.2	2.3	3.5
Mittlere Nettoerzeugung	27.7	28.2	55.9
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	7.1	1.8	9.0
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	5.6	0.1	5.8
Mittlerer Saldo	-3.4	2.6	-0.9
Mittlere Beschaffung	24.3	30.7	55.0

prognos 1996

Tabelle All-87: Elektrizitätsbilanz 2030, TWh (Szenario IIIc, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23.9	30.3	54.2
Wasserkraftwerke	20.3	15.6	36.0
Kernkraftwerke	0.0	0.0	0.0
Konventionell-thermische KW	3.9	8.8	12.6
- bestehende KW/WKK	1.1	1.8	2.9
- neue KW	1.6	4.8	6.4
- neue WKK	1.2	2.2	3.4
Andere Energien	1.6	2.8	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	25.8	27.2	53.0
Importe:	3.7	4.4	8.1
- Bezugsrechte	3.7	4.4	8.1
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	5.6	1.3	6.9
- Lieferverpflichtungen	1.1	1.1	2.3
- Übrige Exporte	4.5	0.2	4.7
Mittlerer Saldo	-1.9	3.1	1.2
Mittlere Beschaffung	23.9	30.3	54.2

prognos 1996

Tabelle AII-88: Elektrizitätsbilanz 2000, TWh (Szenario IIId, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23,9	29,4	53,2
Wasserkraftwerke	19,5	14,6	34,1
Kernkraftwerke	10,2	12,4	22,6
Konventionell-thermische KW	0,8	1,4	2,2
- bestehende KW/WKK	0,8	1,4	2,2
- neue KW	0,0	0,0	0,0
- neue WKK	0,0	0,0	0,0
Andere Energien	0,0	0,0	0,0
Mittlere Nettoerzeugung	30,5	28,4	58,9
Importe:	8,5	8,8	17,3
- Bezugsrechte	8,5	8,8	17,3
- Neue Bezugsrechte	0,0	0,0	0,0
Exporte:	15,2	7,8	23,1
- Lieferverpflichtungen	1,5	1,7	3,2
- Übrige Exporte	13,7	6,1	19,8
Mittlerer Saldo	-6,7	1,0	-5,7
Mittlere Beschaffung	23,9	29,4	53,2

prognos 1996

Tabelle AII-89: Elektrizitätsbilanz 2005, TWh (Szenario IIId, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25,1	31,1	56,2
Wasserkraftwerke	19,8	14,7	34,5
Kernkraftwerke	10,1	12,2	22,3
Konventionell-thermische KW	0,9	1,4	2,3
- bestehende KW/WKK	0,9	1,4	2,3
- neue KW	0,0	0,0	0,0
- neue WKK	0,0	0,0	0,0
Andere Energien	0,0	0,1	0,1
Mittlere Nettoerzeugung	30,8	28,5	59,3
Importe:	7,9	9,0	16,9
- Bezugsrechte	7,9	9,0	16,9
- Neue Bezugsrechte	0,0	0,0	0,0
Exporte:	13,5	6,4	20,0
- Lieferverpflichtungen	1,5	1,7	3,2
- Übrige Exporte	12,0	4,7	16,8
Mittlerer Saldo	-5,6	2,6	-3,0
Mittlere Beschaffung	25,1	31,1	56,2

prognos 1996

Tabelle All-90: Elektrizitätsbilanz 2010, TWh (Szenario III d, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25,9	32,2	58,1
Wasserkraftwerke	20,0	14,8	34,8
Kernkraftwerke	9,8	11,9	21,7
Konventionell-thermische KW	1,1	1,7	2,8
- bestehende KW/WKK	0,9	1,5	2,4
- neue KW	0,0	0,0	0,0
- neue WKK	0,2	0,2	0,4
Andere Energien	0,1	0,3	0,4
Mittlere Nettoerzeugung	31,0	28,7	59,8
Importe:	7,8	8,7	16,5
- Bezugsrechte	7,8	8,7	16,5
- Neue Bezugsrechte	0,0	0,0	0,0
Exporte:	13,0	5,2	18,2
- Lieferverpflichtungen	1,5	1,7	3,2
- Übrige Exporte	11,5	3,5	15,0
Mittlerer Saldo	-5,2	3,5	-1,7
Mittlere Beschaffung	25,9	32,2	58,1

prognos 1996

Tabelle All-91: Elektrizitätsbilanz 2015, TWh (Szenario III d, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.9	32.4	58.2
Wasserkraftwerke	20.1	15.1	35.1
Kernkraftwerke	9.1	11.1	20.2
Konventionell-thermische KW	1.2	2.0	3.2
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.5
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.2	0.5	0.7
Andere Energien	0.2	0.5	0.7
Mittlere Nettoerzeugung	30.6	28.6	59.2
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	12.6	5.0	17.5
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	11.1	3.3	14.3
Mittlerer Saldo	-4.7	3.7	-1.0
Mittlere Beschaffung	25.9	32.4	58.2

prognos 1996

Tabelle All-92: Elektrizitätsbilanz 2020, TWh (Szenario IIIId, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25,9	32,5	58,4
Wasserkraftwerke	20,1	15,3	35,4
Kernkraftwerke	9,1	11,1	20,2
Konventionell-thermische KW	1,3	2,2	3,5
- bestehende KW/WKK	1,0	1,6	2,5
- neue KW	0,0	0,0	0,0
- neue WKK	0,3	0,6	1,0
Andere Energien	0,3	0,7	1,0
Mittlere Nettoerzeugung	30,8	29,3	60,1
Importe:	4,3	5,1	9,4
- Bezugsrechte	4,3	5,1	9,4
- Neue Bezugsrechte	0,0	0,0	0,0
Exporte:	9,3	1,8	11,1
- Lieferverpflichtungen	1,5	1,7	3,2
- Übrige Exporte	7,8	0,1	7,9
Mittlerer Saldo	-4,9	3,3	-1,7
Mittlere Beschaffung	25,9	32,5	58,4

prognos 1996

Tabelle All-93: Elektrizitätsbilanz 2025, TWh (Szenario IIIId, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25,8	32,6	58,4
Wasserkraftwerke	20,2	15,5	35,7
Kernkraftwerke	9,3	11,3	20,6
Konventionell-thermische KW	1,4	2,4	3,8
- bestehende KW/WKK	1,0	1,6	2,6
- neue KW	0,0	0,0	0,0
- neue WKK	0,4	0,8	1,2
Andere Energien	0,4	0,9	1,3
Mittlere Nettoerzeugung	31,3	30,1	61,4
Importe:	3,7	4,4	8,1
- Bezugsrechte	3,7	4,4	8,1
- Neue Bezugsrechte	0,0	0,0	0,0
Exporte:	9,2	1,8	11,1
- Lieferverpflichtungen	1,5	1,7	3,2
- Übrige Exporte	7,7	0,1	7,8
Mittlerer Saldo	-5,5	2,6	-3,0
Mittlere Beschaffung	25,8	32,6	58,4

prognos 1996

Tabelle All-94: Elektrizitätsbilanz 2030, TWh (Szenario IIIId, Variante 1)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25,8	32,8	58,6
Wasserkraftwerke	20,3	15,6	36,0
Kernkraftwerke	8,7	10,6	19,4
Konventionell-thermische KW	1,4	2,5	3,9
- bestehende KW/WKK	1,0	1,7	2,7
- neue KW	0,0	0,0	0,0
- neue WKK	0,4	0,8	1,3
Andere Energien	0,5	0,9	1,4
Mittlere Nettoerzeugung	31,0	29,7	60,7
Importe:	3,7	4,4	8,1
- Bezugsrechte	3,7	4,4	8,1
- Neue Bezugsrechte	0,0	0,0	0,0
Exporte:	8,9	1,3	10,2
- Lieferverpflichtungen	1,1	1,1	2,3
- Übrige Exporte	7,8	0,2	7,9
Mittlerer Saldo	-5,2	3,1	-2,1
Mittlere Beschaffung	25,8	32,8	58,6

prognos 1996

Tabelle AII-95: Elektrizitätsbilanz 2000, TWh (Szenario IIId, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	23,9	29,4	53,2
Wasserkraftwerke	19,5	14,6	34,1
Kernkraftwerke	10,2	12,4	22,6
Konventionell-thermische KW	0,8	1,4	2,2
- bestehende KW/WKK	0,8	1,4	2,2
- neue KW	0,0	0,0	0,0
- neue WKK	0,0	0,0	0,0
Andere Energien	0,0	0,0	0,0
Mittlere Nettoerzeugung	30,5	28,4	58,9
Importe:	8,5	8,8	17,3
- Bezugsrechte	8,5	8,8	17,3
- Neue Bezugsrechte	0,0	0,0	0,0
Exporte:	15,2	7,8	23,1
- Lieferverpflichtungen	1,5	1,7	3,2
- Übrige Exporte	13,7	6,1	19,8
Mittlerer Saldo	-6,7	1,0	-5,7
Mittlere Beschaffung	23,9	29,4	53,2

prognos 1996

Tabelle AII-96: Elektrizitätsbilanz 2005, TWh (Szenario IIId, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25,1	31,1	56,2
Wasserkraftwerke	19,8	14,7	34,5
Kernkraftwerke	10,1	12,3	22,4
Konventionell-thermische KW	0,9	1,4	2,3
- bestehende KW/WKK	0,9	1,4	2,3
- neue KW	0,0	0,0	0,0
- neue WKK	0,0	0,0	0,0
Andere Energien	0,0	0,1	0,1
Mittlere Nettoerzeugung	30,8	28,5	59,3
Importe:	7,9	9,0	16,9
- Bezugsrechte	7,9	9,0	16,9
- Neue Bezugsrechte	0,0	0,0	0,0
Exporte:	13,5	6,4	20,0
- Lieferverpflichtungen	1,5	1,7	3,2
- Übrige Exporte	12,0	4,7	16,8
Mittlerer Saldo	-5,6	2,6	-3,0
Mittlere Beschaffung	25,1	31,1	56,2

prognos 1996

Tabelle All-97: Elektrizitätsbilanz 2010, TWh (Szenario IIId, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25.9	32.2	58.1
Wasserkraftwerke	20.0	14.8	34.8
Kernkraftwerke	9.8	11.9	21.7
Konventionell-thermische KW	1.1	1.7	2.8
- bestehende KW/WKK	0.9	1.5	2.4
- neue KW	0.0	0.0	0.0
- neue WKK	0.2	0.2	0.4
Andere Energien	0.1	0.3	0.4
Mittlere Nettoerzeugung	31.0	28.7	59.8
Importe:	7.8	8.7	16.5
- Bezugsrechte	7.8	8.7	16.5
- Neue Bezugsrechte	0.0	0.0	0.0
Exporte:	13.0	5.2	18.2
- Lieferverpflichtungen	1.5	1.7	3.2
- Übrige Exporte	11.5	3.5	15.0
Mittlerer Saldo	-5.2	3.5	-1.7
Mittlere Beschaffung	25.9	32.2	58.1

prognos 1996

Tabelle All-98: Elektrizitätsbilanz 2015, TWh (Szenario IIId, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25,9	32,4	58,2
Wasserkraftwerke	20,0	15,2	35,1
Kernkraftwerke	6,5	7,9	14,3
Konventionell-thermische KW	1,2	2,0	3,2
- bestehende KW/WKK	0,9	1,5	2,5
- neue KW	0,0	0,0	0,0
- neue WKK	0,3	0,5	0,7
Andere Energien	0,2	0,5	0,7
Mittlere Nettoerzeugung	27,8	25,5	53,4
Importe:	7,8	8,7	16,5
- Bezugsrechte	7,8	8,7	16,5
- Neue Bezugsrechte	0,0	0,0	0,0
Exporte:	9,8	1,9	11,7
- Lieferverpflichtungen	1,5	1,7	3,2
- Übrige Exporte	8,3	0,2	8,5
Mittlerer Saldo	-2,0	6,8	4,9
Mittlere Beschaffung	25,9	32,4	58,2

prognos 1996

Tabelle All-99: Elektrizitätsbilanz 2020, TWh (Szenario IIId, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25,9	32,5	58,4
Wasserkraftwerke	20,1	15,3	35,4
Kernkraftwerke	6,4	7,8	14,2
Konventionell-thermische KW	3,1	5,5	8,6
- bestehende KW/WKK	1,0	1,6	2,5
- neue KW	0,0	0,1	0,1
- neue WKK	2,1	3,9	6,0
Andere Energien	0,3	0,7	1,0
Mittlere Nettoerzeugung	29,9	29,3	59,2
Importe:	4,3	5,1	9,4
- Bezugsrechte	4,3	5,1	9,4
- Neue Bezugsrechte	0,0	0,0	0,0
Exporte:	8,3	1,8	10,2
- Lieferverpflichtungen	1,5	1,7	3,2
- Übrige Exporte	6,8	0,1	7,0
Mittlerer Saldo	-4,0	3,3	-0,8
Mittlere Beschaffung	25,9	32,5	58,4

prognos 1996

Tabelle All-100: Elektrizitätsbilanz 2025, TWh (Szenario IIId, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25,8	32,6	58,4
Wasserkraftwerke	20,2	15,5	35,7
Kernkraftwerke	3,2	4,0	7,2
Konventionell-thermische KW	4,6	9,8	14,4
- bestehende KW/WKK	1,0	1,6	2,6
- neue KW	1,3	3,8	5,1
- neue WKK	2,4	4,3	6,7
Andere Energien	0,4	0,9	1,3
Mittlere Nettoerzeugung	28,5	30,1	58,6
Importe:	3,7	4,4	8,1
- Bezugsrechte	3,7	4,4	8,1
- Neue Bezugsrechte	0,0	0,0	0,0
Exporte:	6,4	1,8	8,2
- Lieferverpflichtungen	1,5	1,7	3,2
- Übrige Exporte	4,9	0,1	5,0
Mittlerer Saldo	-2,7	2,6	-0,1
Mittlere Beschaffung	25,8	32,6	58,4

prognos 1996

Tabelle All-101: Elektrizitätsbilanz 2030, TWh (Szenario IIIId, Variante 2)

	Sommer	Winter	hydrol. Jahr
Mittlere Beschaffung	25,8	32,8	58,6
Wasserkraftwerke	20,3	15,6	36,0
Kernkraftwerke	0,0	0,0	0,0
Konventionell-thermische KW	5,7	13,1	18,8
- bestehende KW/WKK	1,0	1,7	2,7
- neue KW	2,4	7,2	9,7
- neue WKK	2,3	4,2	6,5
Andere Energien	0,5	0,9	1,4
Mittlere Nettoerzeugung	26,5	29,7	56,2
Importe:	3,7	4,4	8,1
- Bezugsrechte	3,7	4,4	8,1
- Neue Bezugsrechte	0,0	0,0	0,0
Exporte:	4,5	1,3	5,7
- Lieferverpflichtungen	1,1	1,1	2,3
- Übrige Exporte	3,3	0,2	3,5
Mittlerer Saldo	-0,7	3,1	2,4
Mittlere Beschaffung	25,8	32,8	58,6

prognos 1996